INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL 2011

«Lustro 2007 - 2011:
Datos y cifras del sector»

CONTENIDO

6 | **INTRODUCCIÓN**

9 | **RESUMEN EJECUTIVO**

19 | **EL ENTORNO ECONÓMICO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA**

27 | **PERSPECTIVA INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL**
28 | **Estados Unidos: La Nueva Era del Gas Natural**
28 Shale gas: «Cambió la historia para los próximos 100 años»
32 «El Futuro del Gas Natural»: Un Estudio Interdisciplinario del Massachusetts Institute of Technology -MIT-
36 Otras Cifras Relevantes
38 | **Suramérica: Una Región con Dinamismo en el Sector**
42 | **Cifras Internacionales**

51 | **GAS NATURAL EN COLOMBIA**
52 | **Evaluación de la Planeación del Sector Gas: Realidades y Propósitos Vigentes**
52 Documento UPME: "Plan Energético Nacional, PEN 2006 – 2025"
60 | **Temáticas Esenciales por Concretar e Implementar**
60 Seguridad en el Abastecimiento y Confiabilidad en el Suministro
70 La Agenda Regulatoria
78 | **Cifras del Sector**
78 Exploración y Reservas
81 Producción y Suministro
85 Transporte de Gas por Gasoductos
87 Distribución y Comercialización

121 | **Fondos Especiales del Sector**
121 Fondo Especial Cuota de Fomento -FECF -
124 Fondo Nacional de Regalías - Gas Natural -FNR – GN-
126 Fondo de Solidaridad Subsidios y Redistribución de Ingresos -FSSRI -
127 Potencial de Municipios por Acceder a Recursos de Fondos
138 | **Cifras Financieras de las Empresas del Sector**
138 Cifras Consolidadas
140 Distribuidoras de Gas Natural
143 Transportadoras de Gas Natural
146 Inversión del Sector

149 | ANEXOS
150 | **Actualidad Regulatoria 2011 - 2012**
153 Normatividad Minminas
156 Normatividad CREG
169 | **Detalle de la Cobertura Nacional**
190 | **Glosario de Términos, Siglas y Factores de Conversión**
199 | **Directorio Sectorial**

205 | BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

Una vez más, como lo ha hecho durante los últimos trece años, Promigas ofrece al sector gas natural, sus agentes directos e indirectos, y en general a todos los interesados en el mismo, una nueva versión del Informe del sector gas natural en Colombia.

En esta 13ª versión del informe, denominado "Lustro 2007 – 2011: Datos y Cifras del Sector", se presentan las cifras y los aspectos más relevantes de la cadena del gas natural, tanto en Colombia como a nivel internacional, de los últimos cinco años, con la intención de ubicar al lector en la actualidad del sector y de ilustrarlo sobre temáticas que incidirán en su futuro. En este sentido, se desarrollan tópicos como: la revolución del shale gas en Norteamérica, la evaluación de la planeación del gas en Colombia y lo relacionado con las implicaciones de la seguridad en el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro, por su indiscutible relevancia y trascendencia para el país.

Al hacer un recorrido por el contenido del informe se encuentran tres interesantes unidades: en la primera, se muestra el entorno económico del gas natural en Colombia, haciendo énfasis en las cifras macroeconómicas que reflejan mayor preponderancia para el sector. Seguidamente, en una segunda unidad, se presenta una perspectiva internacional del gas natural, la cual contempla tres capítulos de indudable trascendencia:

i) Estados Unidos: la nueva era del gas natural, haciendo referencia a la revolución causada por el shale gas en este país.

ii) Suramérica: una región con dinamismo en el sector.

iii) Cifras internacionales.

En la tercera y última unidad se desarrolla, exclusivamente, lo acaecido en el sector gas natural en Colombia, desglosando, como se mencionó anteriormente, la actualidad, representada en las cifras del gas natural de los últimos cinco años y el camino que se espera seguir, orientado por los inminentes retos y oportunidades que deberá afrontar el sector en los próximos años.

Se incluyen en esta unidad cinco capítulos:

i) Evaluación de la planeación: realidades y propósitos vigentes, con base en el cual se desarrolla una verificación de los objetivos planteados y estrategias previstas para el gas natural en el documento de la UPME, PEN 2006 – 2025, en contraste con las realidades y los hechos que reflejan, hasta la fecha, las principales cifras históricas del sector.

ii) Temáticas esenciales por concretar e implementar, inicialmente, lo que compete a la seguridad en el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro, y la agenda regulatoria, aspectos sobre los cuales el sector, en todos sus estamentos, ha venido trabajando desde tiempo atrás, y por lo que a los entes a cargo les llegó el momento de tomar decisiones.

iii) Cifras del sector.

iv) Fondos especiales del sector: se consolidan las estadísticas de los aportes que el Gobierno ha realizado, los cuales han significado un punto clave para la masificación del servicio de gas natural en los estratos de menores recursos; se incluye además un aporte de valiosa información para la planificación de actividades futuras como son los municipios que hoy no cuentan con el servicio de gas natural, con sus principales estadísticas demográficas.

v) Cifras financieras de las empresas del sector, las cuales son el reflejo del compromiso de estas y sus accionistas con el sector de la regulación, la masificación, los precios y, en general, la dinámica interacción de variables previamente analizadas.

Esperamos, como nos propusimos hace trece años, que esta detallada compilación de información, que no contempla juicios de valor sobre el rol de los involucrados, siga siendo material invaluable de consulta sobre datos y hechos, sin sesgos subjetivos y con la objetividad que garantiza el solo tomar datos de fuentes oficiales.

RESUMEN EJECUTIVO

RESUMEN EJECUTIVO

CIFRAS INTERNACIONALES

Cifras internacionales

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
RESERVAS PROBADAS - Tpc					
Oriente Medio	2,620	2,664	2,682	2,803	2,826
Europa y Eurasia	2,013	2,201	2,224	2,401	2,779
Asia Pacífico	517	572	580	581	592
África	516	518	520	513	513
Norteamérica	309	319	346	365	382
Sur y Centroamérica	260	262	263	264	268
Total	**6,235**	**6,535**	**6,616**	**6,926**	**7,361**
Variación anual	2%	5%	1%	5%	6%
Variación periodo					18%
PRODUCCIÓN - Gpcd					
Europa y Eurasia	101	104	92	99	100
Norteamérica	76	77	78	79	84
Oriente Medio	35	37	39	46	51
Asia Pacífico	39	40	43	47	46
África	20	20	19	21	20
Sur y Centroamérica	15	15	15	16	16
Total	**284**	**294**	**286**	**308**	**317**
Variación anual	2%	3%	(3%)	8%	3%
Variación periodo					11%
CONSUMO - Gpcd					
Europa y Eurasia	1,126	1,131	1,045	1,125	1,101
Norteamérica	814	821	810	836	864
Asia Pacífico	458	480	497	558	591
Oriente Medio	303	332	344	377	403
Sur y Centroamérica	135	141	135	150	155
África	94	100	99	107	110
Total	**2,930**	**3,005**	**2,931**	**3,153**	**3,223**
Variación anual	4%	3%	(2%)	8%	2%
Variación periodo					10%

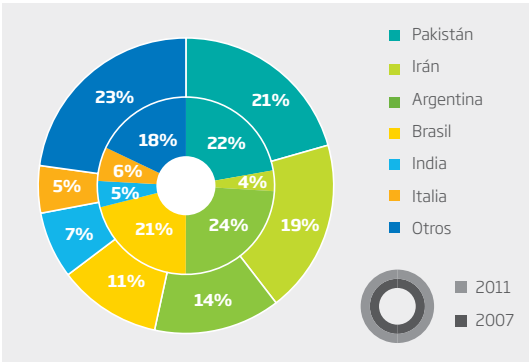
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Cifras de GNV en el mundo

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
VEHÍCULOS CON GNV	**6,977,361**	**9,649,549**	**11,358,150**	**12,658,917**	**15,063,272**
Variación anual	7%	38%	18%	11%	19%
Variación periodo					116%
ESTACIONES DE SERVICIO DE GNV	**13,653**	**15,137**	**16,587**	**17,588**	**20,759**
Variación anual	20%	11%	10%	6%	18%
Variación periodo					52%

Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal.

Vehículos convertidos a GNV



Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal.

Cifras de gas natural de Estados Unidos

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
RESERVAS - Tpc	**238**	**245**	**273**	**290**	**300**
Variación anual	13%	3%	11%	6%	4%
Variación periodo					26%
PRODUCCIÓN - Gpcd	**53**	**55**	**57**	**58**	**63**
Variación anual	4%	4%	3%	3%	8%
Variación periodo					19%

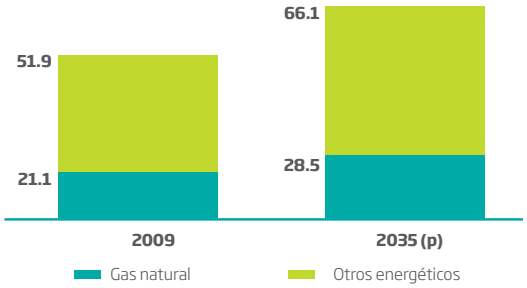
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Cifras de shale gas de Estados Unidos

CONCEPTO	2007	2008	2009
RESERVAS DE SHALE GAS - Gpc	**23,304**	**34,428**	**60,644**
Variación anual		48%	76%
Variación periodo			160%
PRODUCCIÓN DE SHALE GAS - Gpc	**1,293**	**2,116**	**3,110**
Variación anual		64%	47%
Variación periodo			141%

Fuente: EIA.

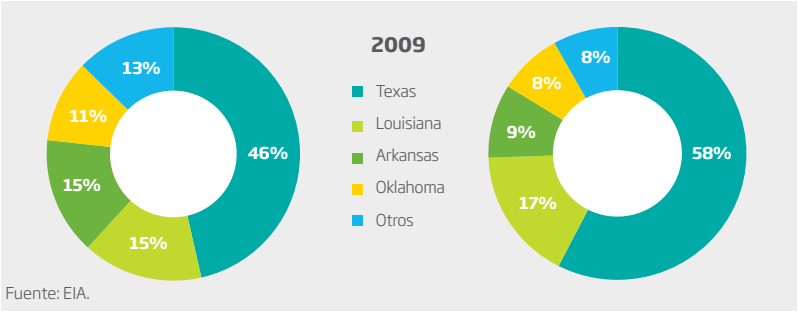
Canasta energética de Estados Unidos
Cuatrillones de BTU



Fuente: EIA.

Reservas de shale gas

Producción de shale gas



Fuente: EIA.

Cifras de Estados Unidos - Gpc

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
CONSUMO DE GAS NATURAL					
Energía eléctrica	6,841	6,668	6,873	7,387	7,602
Variación anual	10%	(3%)	3%	7%	3%
Variación periodo					11%
Industrial	6,655	6,670	6,167	6,517	6,769
Variación anual	2%	0%	(8%)	6%	4%
Variación periodo					2%
Residencial	4,722	4,892	4,779	4,787	4,735
Variación anual	8%	4%	(2%)	0%	(1%)
Variación periodo					0%
Comercial	3,013	3,153	3,119	3,102	3,161
Variación anual	6%	5%	(1%)	(1%)	2%
Variación periodo					5%
GNV	25	26	27	31	33
Variación anual	4%	5%	5%	13%	7%
Variación periodo					33%
Total	**21,256**	**21,409**	**20,965**	**21,824**	**22,300**
Variación anual	6%	1%	(2%)	4%	2%
Variación periodo					5%

Fuente: EIA.

Cifras de Estados Unidos - US$/Kpc

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
PRECIOS DE GAS NATURAL					
Boca de pozo	6.25	7.97	3.67	4.48	3.95
Variación anual	(2%)	28%	(54%)	22%	(12%)
Variación periodo					(37%)
City Gate	8.16	9.18	6.48	6.18	5.62
Variación anual	(5%)	13%	(29%)	(5%)	(9%)
Variación periodo					(31%)
Energía eléctrica	7.31	9.26	4.93	5.27	4.87
Variación anual	3%	27%	(47%)	7%	(8%)
Variación periodo					(33%)
Industrial	7.68	9.65	5.33	5.49	5.02
Variación anual	(2%)	26%	(45%)	3%	(9%)
Variación periodo					(35%)
GNV	8.50	11.75	8.13	6.25	N.D.
Variación anual	(3%)	38%	(31%)	(23%)	N.D.
Variación periodo					N.D.
Comercial	11.34	12.23	10.06	9.47	8.86
Variación anual	(6%)	8%	(18%)	(6%)	(6%)
Variación periodo					(22%)
Residencial	13.08	13.89	12.14	11.39	10.80
Variación anual	(5%)	6%	(13%)	(6%)	(5%)
Variación periodo					(17%)

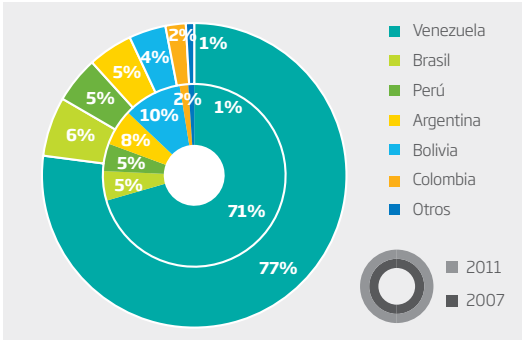
Fuente: EIA.

Cifras de Suramérica

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
RESERVAS PROBADAS - Tpc					
Venezuela	171	176	179	193	195
Brasil	13	13	13	15	16
Perú	12	12	12	12	12
Argentina	16	14	13	13	12
Bolivia	25	25	25	10	10
Colombia	4	4	5	5	5
Otros	3	3	2	2	2
Total	**242**	**247**	**249**	**250**	**253**
Variación anual	2%	2%	1%	0.4%	1%
Variación periodo					4%
PRODUCCIÓN - Gpcd					
Argentina	4.3	4.3	4.0	3.9	3.8
Colombia	2.9	2.9	2.8	2.9	3.0
Bolivia	3.3	3.2	3.2	3.1	3.0
Venezuela	1.1	1.3	1.1	1.4	1.6
Brasil	1.3	1.4	1.2	1.4	1.5
Perú	0.3	0.3	0.3	0.7	1.1
Otros	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
Total	**13.5**	**13.8**	**13.0**	**13.7**	**14.2**
Variación anual	30%	1.8%	(6%)	5%	4.1%
Variación periodo					5%
CONSUMO - Gpcd					
Argentina	4.2	4.3	4.2	4.2	4.5
Venezuela	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2
Brasil	2.0	2.4	1.9	2.6	2.6
Colombia	0.7	0.7	0.9	1.0	1.0
Perú	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6
Chile	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5
Otros	0.3	0.4	0.5	0.6	0.5
Total	**10,9**	**11.4**	**11.1**	**12.5**	**13.0**
Variación anual	(0.2%)	4%	(3%)	13%	4%
Variación periodo					19%

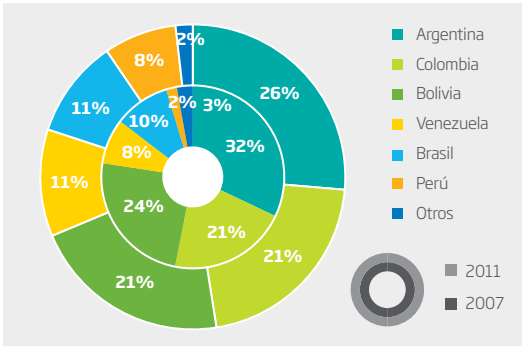
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Reservas de gas natural Suramérica



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Producción de gas natural Suramérica



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

CIFRAS DE COLOMBIA

Cifras macroeconómicas

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
Crecimiento del PIB	6.9%	3.5%	1.7%	4.0%	5.9%
Variación anual IPC	5.7%	7.7%	2.0%	3.2%	3.7%
TRM promedio año $/US$	2,077	1,967	2,155	1,899	1,848
TRM fin de año $/US$	2,014	2,241	2,043	1,912	1,943
Devaluación	(10.0%)	11.3%	(8.9%)	(6.4%)	1.6%
Libor 180 días (promedio año)	5.3%	3.0%	1.1%	0.5%	0.5%
EMBI	173	335	338	169	170
DTF E.A. Fin de año	9.2%	9.8%	4.1%	3.5%	3.5%

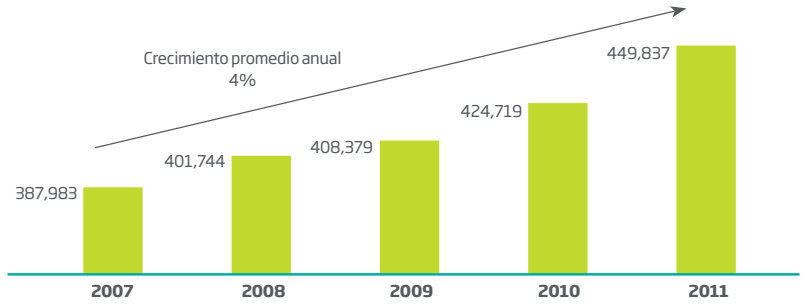
Fuente: Dane, Banco de la República, Centro de Estudios Latinoamericanos.

Proyecciones económicas

CONCEPTO	2012	2013
PIB	4.9%	5.0%
Inflación	3.0%	3.1%
TRM	1,860	1,800

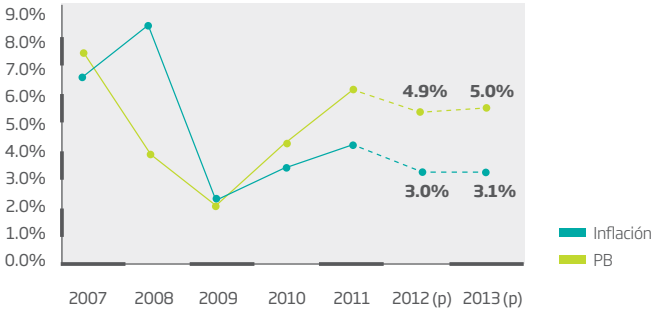
Fuente: Centro de Estudios Latinoamericanos.

PIB a precios constantes de 2005
Miles de millones de pesos



Fuente: Banco de la República.

Proyecciones económicas



Fuente: DANE, Centro de Estudios Latinoamericanos.

Cifras del sector gas en Colombia

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN					
Pozos A3	70	99	75	112	126
Sísmica - km equivalentes	9,970	16,286	20,117	25,965	23,963
Variación anual	(46%)	63%	24%	29%	(8%)
Variación periodo					140%
RESERVAS TOTALES - Gpc					
Probadas	3,746	4,384	4,737	5,405	5,460
Probables y posibles	3,338	2,893	3,723	1,653	1,160
Total	**7,084**	**7,277**	**8,460**	**7,058**	**6,620**
Variación anual	(4%)	3%	16%	(17%)	(6%)
Variación periodo					(7%)
PRODUCCIÓN - Mpcd					
Llanos Orientales	2,677	2,501	2,390	2,241	2,156
La Guajira	460	570	671	688	646
Otros	150	168	186	204	216
Total	**3,287**	**3,239**	**3,247**	**3,132**	**3,018**
Variación anual	(5%)	(1%)	0.3%	(4%)	(4%)
Variación periodo					(8%)
SUMINISTRO - Mpcd					
La Guajira	459	423	486	525	432
Llanos Orientales	212	214	234	232	287
Otros	74	90	104	113	106
Exportaciones	0	147	180	156	205
Total	**745**	**874**	**1,003**	**1,026**	**1,030**
Variación anual	6%	17%	15%	2.3%	0.4%
Variación periodo					**38%**
TRANSPORTE					
Empresas transportadoras	8	8	8	8	8
km de gasoductos	6,761	6,842	6,842	7,474	7,690
Variación anual	1%	1%	0%	9%	3%
Variación periodo					14%
DISTRIBUCIÓN					
Empresas distribuidoras	31	30	28	28	28
Poblaciones atendidas	422	471	533	565	659
Variación anual	2%	12%	13%	6%	17%
Variación periodo					56%

Cifras del sector gas en Colombia

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
CONSUMO - Mpcd					
Sector					
Eléctrico	157	134	266	295	214
Industrial y comercial	290	301	259	274	268
Residencial	99	106	109	109	118
Otros	185	182	176	183	183
Total	**731**	**723**	**810**	**861**	**783**
Variación anual	5%	(1%)	12%	6%	(9%)
Variación periodo					7%
USUARIOS					
Residenciales	4,535,094	4,930,723	5,254,822	5,665,394	6,121,313
No residenciales	76,772	84,658	92,835	102,548	108,973
Total	4,611,866	5,015,381	5,347,657	5,767,942	6,230,286
Variación anual	9%	9%	7%	8%	8%
Variación periodo					35%
GNV					
Vehículos	235,058	280,638	302,365	324,515	365,182
Estaciones de servicio	394	507	534	568	596
PRECIOS Y TARIFAS					
Boca de pozo					
La Guajira 1er. semestre	2.35	3.69	3.32	3.89	4.25
La Guajira 2do. semestre	2.77	4.98	2.77	4.00	5.81
Variación anual	0.1%	80%	(44%)	45%	45%
Variación periodo					147%
TARIFA PROMEDIO USUARIO REGULADO - $/m^3					
Residencial (Estrato 4 - 20 m^3)	709	887	788	827	852
Variación anual	4%	25%	(11%)	5%	3%
Comercial (300 m^3)	697	859	778	780	952
Variación anual	4%	23%	(9%)	0,2%	22%
Industrial (25,000 m^3)	636	798	722	785	858
Variación anual	5%	25%	(10%)	9%	9%
INDUSTRIAL NO REGULADO	423	499	459	540	572
Variación anual	3%	18%	(8%)	18%	6%
PRECIO PROMEDIO DEL GNV - $/m^3	1,036	1,269	1,346	1,451	1,431
Variación anual	16%	22%	6%	8%	(1%)

Cifras financieras empresas distribuidoras y transportadoras

Cifras financieras - Resumen balance general

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
ACTIVO					
Distribuidoras	3,362,856	4,000,289	4,352,388	4,940,600	5,493,702
Transportadoras	5,546,599	6,247,849	6,127,602	6,906,428	8,070,910
Total	**8,909,455**	**10,248,138**	**10,479,990**	**11,847,028**	**13,564,612**
Variación anual	38%	15%	2%	13%	14%
Variación periodo					52%
PASIVO					
Distribuidoras	1,289,491	1,677,911	1,747,116	2,030,222	2,304,739
Transportadoras	2,974,068	3,435,659	3,632,205	3,938,831	4,055,270
Total	**4,263,559**	**5,113,570**	**5,379,321**	**5,969,052**	**6,360,009**
Variación anual	156%	20%	5%	11%	7%
Variación periodo					49%
PATRIMONIO					
Distribuidoras	2,073,365	2,322,378	2,605,272	2,910,379	3,188,963
Transportadoras	2,572,531	2,812,190	2,495,397	2,967,597	4,015,640
Total	**4,645,896**	**5,134,568**	**5,100,669**	**5,877,975**	**7,204,603**
Variación anual	(6%)	11%	(0.7%)	15%	23%
Variación periodo					55%

Fuente: SUI.

Cifras financieras - Resumen estado de resultados

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
INGRESO OPERACIONAL					
Distribuidoras	2,369,320	2,820,838	3,243,925	3,239,884	3,609,633
Transportadoras	596,626	728,803	850,263	876,547	921,206
Total	**2,965,946**	**3,549,642**	**4,094,187**	**4,116,431**	**4,530,839**
Variación anual	11%	20%	15%	1%	10%
Variación periodo					53%
UTILIDAD OPERACIONAL					
Distribuidoras	351,104	417,195	525,962	508,612	458,096
Transportadoras	256,953	314,556	414,501	274,832	422,823
Total	**608,057**	**731,750**	**940,463**	**783,444**	**880,919**
Variación anual	5%	20%	29%	(17%)	12%
Variación periodo					45%
UTILIDAD NETA					
Distribuidoras	432,759	575,190	597,239	621,109	579,409
Transportadoras	485,526	71,226	477,384	357,185	235,760
Total	**918,286**	**646,416**	**1,074,624**	**978,294**	**815,169**
Variación anual	22%	(30%)	66%	(9%)	(17%)
Variación periodo					(11%)

Fuente: SUI.

EL ENTORNO ECONÓMICO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

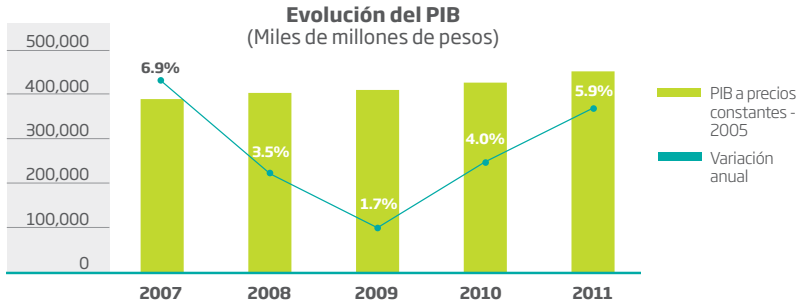
EL ENTORNO ECONÓMICO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

PRINCIPALES CIFRAS MACROECONÓMICAS

Producto interno bruto colombiano

PIB POR RAMAS Variación anual (%)	2007	2008	2009	2010	2011
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	3.9	(0.4)	(0.7)	1.0	2.1
Explotación de minas y canteras	1.5	9.7	11.1	12.3	14.5
Electricidad, gas y agua	4.1	0.5	1.9	1.2	1.7
Industria manufacturera	7.2	0.5	(4.1)	2.9	4.1
Construcción	8.3	8.8	5.3	(1.7)	5.5
Comercio, restaurantes y hoteles	8.3	3.1	(0.3)	5.1	6.0
Transporte y comunicaciones	10.9	4.6	(1.4)	5,.0	6.7
Sector financiero y servicios a las empresas	6.8	4.5	3.1	2.9	5.9
Servicios sociales, comunales y personales	5.0	2.6	4.4	4.8	3.2
Producto interno bruto	**6.9**	**3.5**	**1.7**	**4.0**	**5.9**

Fuente: DANE.



Fuente: Banco de la República.

Producto interno bruto colombiano

PIB POR RAMAS Miles de millones de pesos	2007	Participación	2011	Participación
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	30,686	7%	39,194	6%
Explotación de minas y canteras	25,722	6%	69,625	11%
Electricidad, gas y agua	16,341	4%	20,679	3%
Industria manufacturera	62,316	14%	78,124	13%
Construcción	27,666	6%	42,701	7%
Comercio, restaurantes y hoteles	51,971	12%	69,154	11%
Transporte y comunicaciones	30,680	7%	38,249	6%
Sector financiero y servicios a las empresas	80,970	19%	112,387	18%
Servicios sociales, comunales y personales	65,557	15%	92,333	15%
Impuestos	39,163	9%	53,281	9%
Producto interno bruto	**431,072**	**100%**	**615,727**	**100%**
Variación periodo			43%	

Fuente: DANE.
Nota: Precios corrientes.

La evolución del PIB en los años 2010 y 2011 presentó una tendencia alcista logrando revertir el descenso de los crecimientos en el comienzo del lustro. El punto de inflexión se dio en 2009, año en el cual el crecimiento del PIB alcanzó un 1.7%.

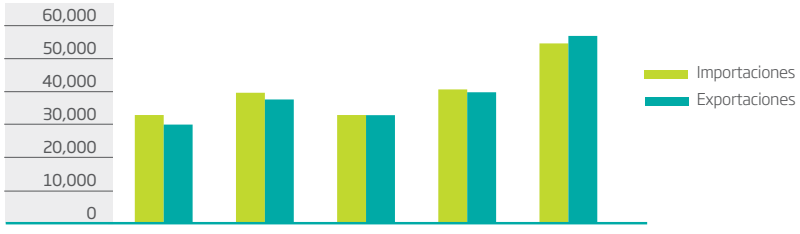
La rama del PIB colombiano con mayor participación entre 2007 y 2011 es el sector financiero y servicios a las empresas, con un 19% del total del PIB. Sin embargo, la locomotora del PIB colombiano, en el periodo en estudio, es la explotación de minas y canteras. La participación de esta rama pasó del 6% en 2007 al 11% en 2011, presentando un crecimiento de 14.5% en el último año, variación muy por encima del promedio que fue de un 5.9%.

Comercio exterior

BALANZA COMERCIAL US$MM	2007	2008	2009	2010	2011
EXPORTACIONES (FOB)	**29,991**	**37,626**	**32,853**	**39,820**	**56,953**
Petróleo y sus derivados	7,318	12,213	10,268	16,485	27,954
Café	1,714	1,883	1,543	1,884	2,608
Carbón	3,495	5,043	5,416	6,015	8,397
Otros	17,465	18,487	15,626	15,436	17,994
IMPORTACIONES (CIF)	**32,897**	**39,669**	**32,898**	**40,683**	**54,675**
Bienes y consumo	6,794	7,573	6,675	9,004	11,315
Materias primas	14,150	17,677	13,193	17,133	22,609
Bienes de capital y otros	11,953	14,419	13,030	14,546	20,750
Total balanza	**(2,906)**	**(2,043)**	**(45)**	**(863)**	**2,279**
Variación anual exportaciones	23%	25%	(13%)	21%	43%
Variación anual importaciones	26%	21%	(17%)	24%	34%

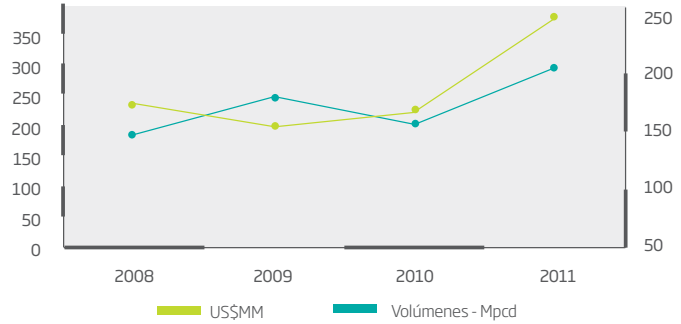
Fuente: DANE.

Exportaciones e importaciones - US$MM



Fuente: DANE.

Exportaciones
Ecopetrol: Ventas de gas natural a Venezuela



Fuente: US$MM: Estimado según volumen y precio resolución gas de La Guajira.
Volumen: Reporte Promigas.

En 2011, después de más de una década de resultados negativos en la balanza comercial, es decir mayores importaciones que exportaciones, el país volvió a presentar una cifra positiva en este indicador. Cabe anotar que la última vez que este indicador arrojó un saldo positivo fue en el año 2000, cuando llegó a los 1,583 US$MM.

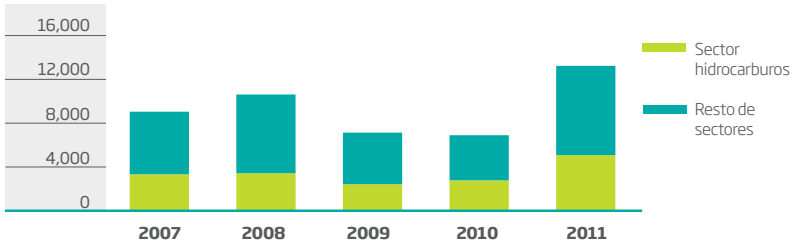
El Ministro de Minas y Energía de Colombia, Mauricio Cárdenas, anunció a mediados de mayo de 2012 el acuerdo con Venezuela para incrementar las exportaciones de gas de 200 a 300 Mpcd, a partir de agosto de 2012. Con los actuales precios, este aumento prevé exportaciones hasta por US$ 51.2 millones mensuales, unos US$ 614.5 millones por año.

Colombia: Inversión extranjera directa -IED-

INVERSIÓN POR SECTOR US$MM	2007	2008	2009	2010	2011
SECTOR HIDROCARBUROS	**3,333**	**3,428**	**2,428**	**2,781**	**5,083**
OTROS SECTORES	**5,716**	**7,192**	**4,709**	**4,118**	**8,151**
Minas y canteras	1,100	1,798	3,025	1,755	2,621
Establecimientos financieros	1,319	1,095	720	1,252	343
Manufactureras	1,867	1,748	621	656	533
Comercio, restaurantes y hoteles	803	1,049	594	370	2,264
Electricidad, gas y agua	(79)	156	(977)	36	585
Otros sectores	705	1,345	726	50	1,805
Total inversión extranjera	**9,049**	**10,620**	**7,137**	**6,899**	**13,234**
Variación anual	36%	17%	(33%)	(3%)	92%
Variación periodo					46%

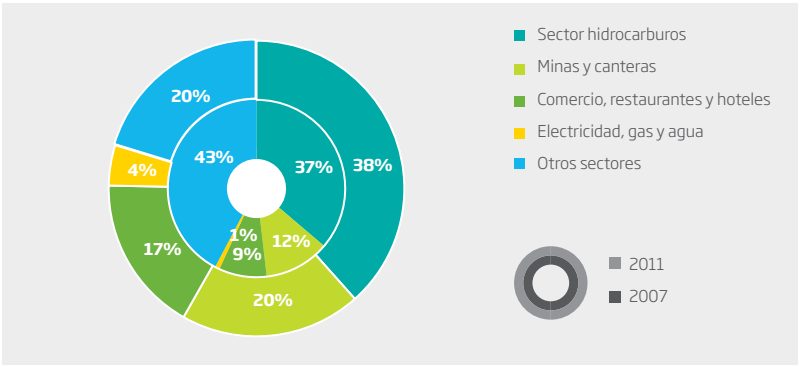
Fuente: Banco de la República.

Inversión extranjera directa - US$MM



Fuente: Banco de la República.

Inversión extranjera directa



Fuente: Banco de la República.

Después de un par de años de descensos consecutivos en la cifra de inversión extranjera directa, en 2011 este indicador presentó un significativo repunte, alcanzando los 13,234 US$MM, cifra que también representa un máximo histórico para este indicador, reacción consecuente de los inversionistas con el recién adquirido grado de inversión del país.

En el periodo en estudio, 2007 - 2011, el sector hidrocarburos fue el mayor beneficiario de la inversión extranjera en Colombia, siendo este sector el receptor de una IED que osciló entre 32% y 40% del total. En 2011, al unir el sector de hidrocarburos con el de minas y canteras, se observa que estos recibieronn el 58% del total de IED que llegó al país.

Economía colombiana

INDICADOR	2007	2008	2009	2010	2011
TRM - $/$US					
Promedio año	2,077	1,967	2,155	1,899	1,848
Fin de año	2,014	2,241	2,043	1,912	1,943
Devaluación	(10.0%)	11.3%	(8.9%)	(6.4%)	1.6%
VARIACIÓN IPC					
Fin de año	5.7%	7.7%	2.0%	3.2%	3.7%
VARIACIÓN IPP					
Fin de año	1.3%	9.0%	(2.2%)	4.4%	5.5%
DTF E.A.					
Promedio año	7.9%	9.7%	6.3%	3.7%	4.2%
Fin de año	9.2%	9.8%	4.1%	3.5%	3.5%
LIBOR 180 DÍAS					
Promedio año	5.3%	3.0%	1.1%	0.5%	0.5%
Fin de año	4.6%	1.8%	0.4%	0.5%	0.8%
MERCADO LABORAL					
Tasa desempleo	11.2%	11.3%	12.0%	11.8%	10.8%
Tasa empleo	51.8%	51.9%	53.9%	55.4%	56.8%
RIESGO PAÍS					
EMBI	173	335	338	169	170
Moody´s	Ba1	Ba1	Ba1	Ba1	Baa3
Standard & Poor´s	BB	BB+	BB+	BB+	BBB-

Fuente: Dane, Banco de la República, Centro de Estudios Latinoamericanos, S&P.

Evolución del grado de inversión en Colombia

Fuente: S&P, JP Morgan, Latinfocus Febrero 2012.

Aun cuando a nivel mundial la mayoría de las economías desarrolladas se encuentran en recesión o presentan síntomas de entrar en ella, los principales indicadores macroeconómicos de Colombia han mostrado resultados de estabilidad, sin reflejar el impacto económico de la recesión internacional pronosticada. Una inflación controlada, una TRM relativamente estable, una tasa de desempleo con una tendencia a la baja en los últimos dos años y una de las mejores noticias en la economía colombiana como lo fue la mejora de la calificación del grado de inversión, son el fiel reflejo del buen clima macroeconómico por el cual atraviesa el país.

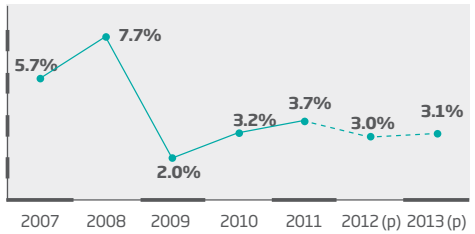
Proyecciones

Proyecciones 2012

ENTIDAD	PIB variación anual	Inflación	TRM fin de año ($/US$)	DTF E.A.
Corficolombiana	4.8%	3.2%	1,750	5.4%
Centro de Estudios Latinoamericanos	4.9%	3.0%	1,860	5.4%
Grupo Helm	4.5%	2.8%	1,750	5.8%
Grupo Bancolombia	4.2%	3.6%	1,770	4.9%
Promedio	4.6%	3.2%	1,783	5.4%

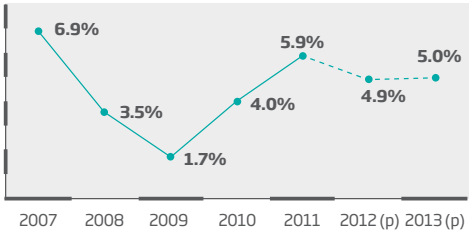
Fuente: Entidades reportantes.
Nota: Proyecciones realizadas en julio de 2012.

Inflación



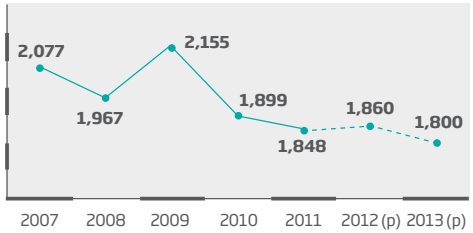
Fuente: Bancolombia, Centro de Estudios Latinoamericanos.

PIB



Fuente: Bancolombia, Centro de Estudios Latinoamericanos.

TRM promedio año - $/US$



Fuente: Bancolombia, Centro de Estudios Latinoamericanos.

PERSPECTIVA INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

PERSPECTIVA INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

ESTADOS UNIDOS: LA NUEVA ERA DEL GAS NATURAL

Shale gas: "Cambió la historia para los próximos 100 años"

En la continua búsqueda de fuentes de energías sostenibles y viables, el mundo se está inclinando hacia nuevos recursos energéticos, como es el caso del shale gas, tecnología que según comenta la revista Fortune, en su edición de abril de 2012, le ha dado a los Estados Unidos 100 años más de suministro de gas natural.

La participación del shale gas en la producción total de gas natural en los Estados Unidos se espera vaya en aumento. En el año 2009 se reportaba con un 16%, mientras que para el año 2035 se proyecta que represente un 49% del total de la producción de gas natural.

Producción primaria de energía en Estados Unidos
(Cifras en cuatrillones de Btu)

	2009	2010	Proyección 2035	Crecimiento proyectado 2009-2035
Gas natural	21.09	22.10	28.51	7.42
Carbón	21.63	22.08	23.51	1.88
Petróleo	13.93	14.37	16.81	2.88
Biomasa	3.72	4.05	9.68	5.96
Energía nuclear	8.36	8.44	9.35	0.99
Otros	4.24	4.48	6.73	2.49
Total	**72.97**	**75.52**	**94.59**	**21.62**

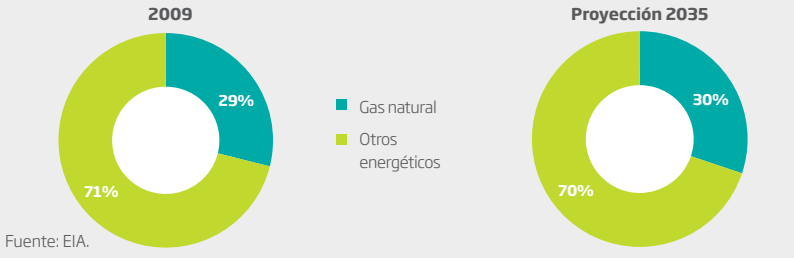
Fuente: EIA.

Producción de gas natural en Estados Unidos
(Cifras en billones de pies cúbicos)

	2009	2010	Proyección 2035	Crecimiento proyectado 2009-2035
Shale gas	3.21	4.98	13.67	10.46
Gas de areniscas (tight gas)	6.42	5.63	5.83	(0.59)
No asociado en tierra	4.59	4.55	2.51	(2.08)
No asociado costa afuera	2.07	1.95	1.95	(0.11)
Asociado con petróleo	2.07	2.17	1.84	(0.22)
Gas metano asociado al carbón y Alaska	2.29	2.38	2.09	(0.20)
Total producción de gas	**20.65**	**21.65**	**27.90**	**7.25**

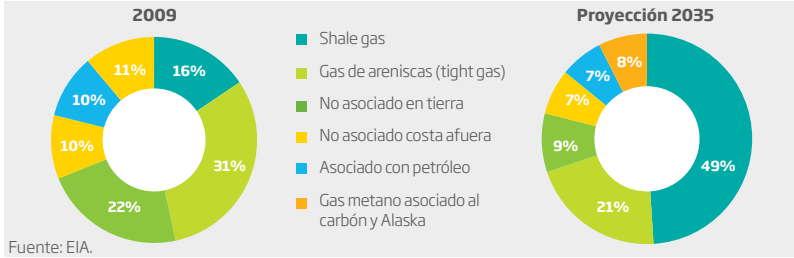
Fuente: EIA.

Canasta energética de Estados Unidos



Fuente: EIA.

Producción de gas natural en Estados Unidos



Fuente: EIA.

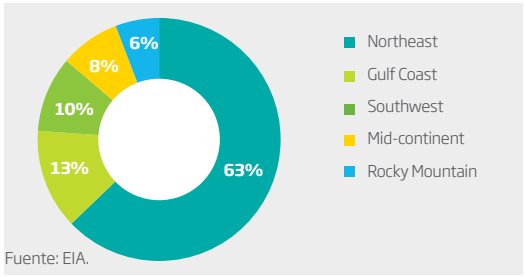
Recursos de shale gas en Estados Unidos - 2009

REGIÓN	CAMPOS DE SHALE GAS	Tpc
NORTHEAST		**471**
	Marcellus 1	**410**
	Antrim	20
	Devonian Low Thermal Maturity	14
	New Albany	11
	Greater Siltstone	8
	Big Sandy	7
	Cincinnati Arch	1
GULF COAST		**100**
	Haynesville 2	**75**
	Eagle Ford	21
	Floyd-Neal & Conasauga	4
MID-CONTINENT		**60**
	Fayetteville 5	**32**
	Woodford	22
	Cana Woodford	6
SOUTHWEST		**75**
	Barnett 3	**43**
	Barnett-Woodford 4	**32**
ROCKY MOUNTAIN		**44**
	Mancos	21
	Lewis	12
	Williston-Shallow Niobraran	7
	Hilliard-Baxter-Mancos	4
	Total	**750**

Fuente: EIA.

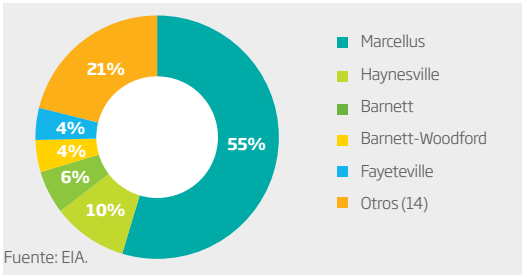
Es importante enfatizar que el cuadro refleja recursos minerales, los que de acuerdo con el Council of Mining and Metallurgical Institutions -CMMI- son una concentración u ocurrencia de material de interés económico intrínseco en o sobre la corteza de la tierra en forma y cantidad en que haya probabilidades razonables de una eventual extracción económica. Las reservas, al mismo tiempo, son aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

Regiones de Estados Unidos con mayores recursos de shale gas - 2009



Fuente: EIA.

Principales campos de shale gas en Estados Unidos - 2009



Fuente: EIA.

Campos de shale gas en Estados Unidos

Fuente: EIA.

El shale gas es reconocido actualmente como un recurso prometedor, prueba de ello es el impacto obtenido en Estados Unidos por este gas no convencional. Según la revista Fortune, en su pasada edición de abril, se afirma que el descubrimiento y desarrollo de los recursos de shale gas en Norteamérica tienen el potencial requerido para ser considerados como la causa destacada de crecimiento y prosperidad económica de los últimos tiempos.

La no disponibilidad de tecnología de punta y la abundancia de reservas de gas en campos convencionales en otras zonas del mundo, provocan que el shale gas aún no tome la relevancia que ha adquirido en Norteamérica. Sin embargo, con el aumento de estos campos y en la medida que los campos convencionales se debiliten, el shale gas incrementará su participación en las reservas y en la producción mundial.

Reservas de shale gas en Estados Unidos - Gpc

ESTADO		2007	2008	2009
Texas		17,256	22,667	28,167
Louisiana		6	858	9,307
Arkansas		1,460	3,833	9,070
Oklahoma		944	3,845	6,389
Pensylvania		96	88	3,790
Michigan		3,281	2,894	2,499
Otros		261	243	1,422
Total Reservas	**Gpc**	**23,304**	**34,428**	**60,644**
	Tpc	**23.3**	**34.4**	**60.6**
Variación anual			48%	76%
Variación periodo				160%

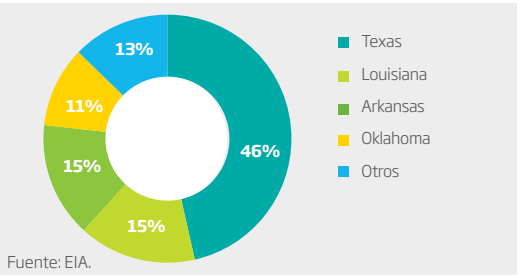
Fuente: EIA.

Reservas de shale gas en Estados Unidos - Gpc

ESTADO		2007	2008	2009
Texas		988	1,503	1,789
Arkansas		94	279	527
Louisiana		1	23	293
Oklahoma		40	168	249
Michigan		148	122	132
Otros		22	21	120
Total Producción	**Gpc**	**1,293**	**2,116**	**3,110**
	Tpc	**1.3**	**2.1**	**3.1**
Variación anual			64%	47%
Variación periodo				141%

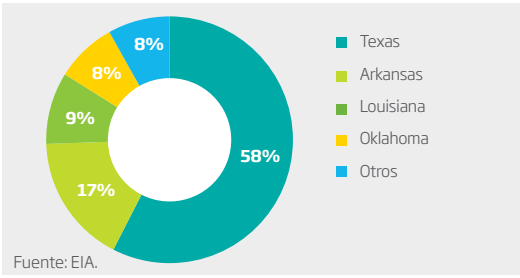
Fuente: EIA.

Reservas de shale gas en Estados Unidos - 2009



Fuente: EIA.

Producción de shale gas en Estados Unidos - 2009



Fuente: EIA.

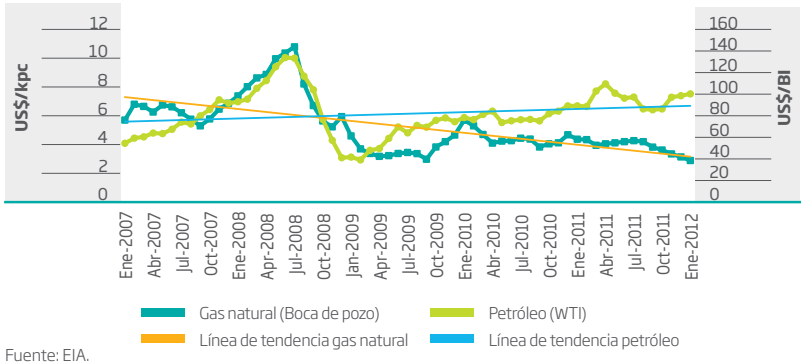
El mayor impacto en Norteamérica por el auge de esta nueva tecnología de explotación ha sido la reducción del precio del gas natural, teniendo en cuenta que hace una década el mercado del gas natural en esa región se consideraba uno de los más costosos del mundo.

Precios del gas natural en Estados Unidos - US$/kpc

	2007	2008	2009	2010	2011
Boca de pozo	6.25	7.97	3.67	4.48	3.95
Importaciones por gasoducto	6.83	8.57	4.13	4.46	4.09
Importaciones LNG	7.07	10.03	4.59	4.94	5.53
Exportaciones por gasoducto	6.96	8.62	4.34	4.75	4.35
Exportaciones LNG	6.23	7.69	8.40	9.53	10.50
City Gate	8.16	9.18	6.48	6.18	5.62
Promedio	**6.92**	**8.68**	**5.27**	**5.72**	**5.67**
Variación promedio anual	(1%)	25%	(39%)	9%	(1%)

Fuente: EIA.

Precios del gas natural vs. petróleo en Estados Unidos



Fuente: EIA.

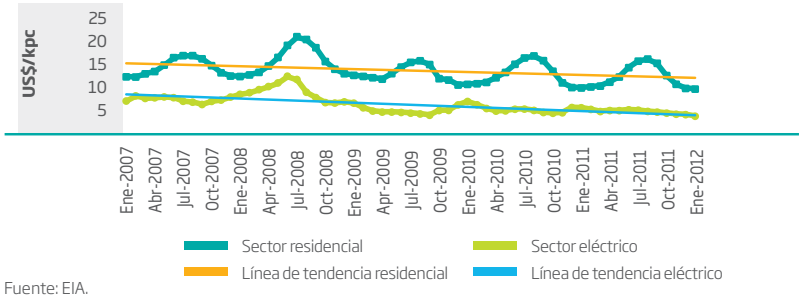
En el mercado estadounidense se aprecia una tendencia de desacople de precios entre el gas y el petróleo, cuya causa radica en las nuevas reservas de gas no convencional que se han promulgado en los últimos años. Como se ilustra en el siguiente cuadro, todos los sectores se han beneficiado con menores precios.

Precios del gas natural en Estados Unidos por sector - US$/kpc

	2007	2008	2009	2010	2011
Residencial	13.08	13.89	12.14	11.39	10.80
Comercial	11.34	12.23	10.06	9.47	8.86
Industrial	7.68	9.65	5.33	5.49	5.02
GNV	8.50	11.75	8.13	6.25	N.D.
Energía eléctrica	7.31	9.26	4.93	5.27	4.87
Promedio	**9.58**	**11.36**	**8.12**	**7.57**	**7.39**
Variación promedio anual	(3%)	19%	(29%)	(7%)	(2%)

Fuente: EIA.

Precios del gas natural en Estados Unidos sector residencial vs. sector eléctrico



Fuente: EIA.

“El Futuro del Gas Natural”: Un estudio interdisciplinario del Massachusetts Institute of Technology -MIT-

En el presente capítulo se sintetizan los aportes más destacados del estudio titulado: “The future of natural gas”, publicado por el Massachusetts Institute of Technology -MIT-, quienes después de dos años de investigaciones ven al gas natural como una fundamental alternativa para disminuir las emisiones de carbono, responsables hoy en día del tan mencionado y preocupante “Calentamiento Global”.

Este, el cuarto de una serie de informes multidisciplinarios del MIT que evalúan el papel de varias fuentes de energía, ha determinado que el gas natural puede convertirse en “Un puente para pasar a un futuro bajo en emisiones de carbono”. Promulga además el MIT que “Este informe examina el futuro del gas natural hasta el año 2050, desde la perspectiva de la tecnología, la economía, la política, la seguridad nacional y el medio ambiente “.

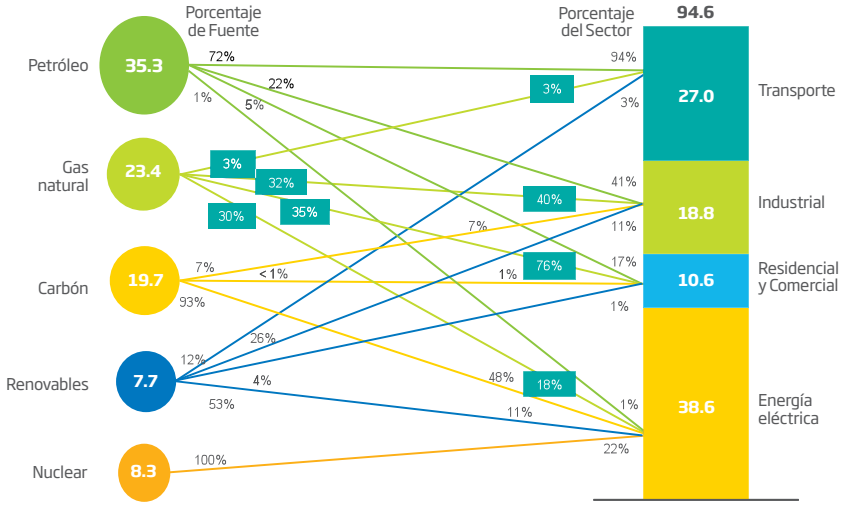
La importancia del gas natural en los sistemas de energía

El gas natural representa un papel muy importante para la energía global. En el estudio del MIT se afirma que este combustible, en el año 1965, representaba el 15.6% (23 Tpc) del consumo global de energía, y, en 2009, llegó a representar el 24% (104 Tpc).

El siguiente cuadro muestra las fuentes y los usos del gas natural en Estados Unidos, con base en cifras de 2009. Se puede observar que en el suministro de energía total de Estados Unidos, el gas natural ocupa el segundo lugar después del petróleo, proporcionando 23.4 cuatrillones de Btu de energía. En cuanto a los destinos de la oferta de gas natural, esta se orienta hacia tres sectores importantes: Energía eléctrica (30%), industrial (32%) y residencial y comercial (35%). La importancia del gas natural para estos sectores, según se asegura en el estudio, “es consecuencia de la eficacia, limpieza y conveniencia del gas natural para la calefacción de espacios y el calentamiento del agua”.

El gas natural proporcionó el 18% del combustible primario para la generación de energía eléctrica, lo que significó la utilización de este combustible en forma eficaz en plantas generadoras de energía a base de gas natural. Esta capacidad generadora es vista como una oportunidad en el proceso de control de las emisiones de CO_2.

Fuentes y usos de recursos de energía primaria en Estados Unidos



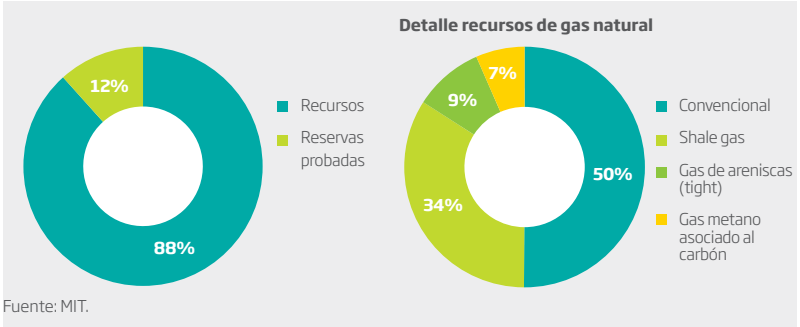
Fuente: EIA, Annual Energy Outlook 2009.

Recursos y reservas de gas natural en Estados Unidos - Tpc

	2003	2009
RECURSOS		
Convencional	929	930
Shale gas	35	631
Gas de areniscas (tight)	175	174
Gas metano asociado al carbón	115	122
Total recursos U.S.	**1,254**	**1,857**
Reservas probadas	184	245
Total recursos y reservas	**1,438**	**2,102**

Fuente: MIT.

Recursos y reservas de gas natural en Estados Unidos - 2009



Fuente: MIT.

El estudio destaca los avances en el descubrimiento de recursos y reservas mediante los cuales se espera se amplíe la oferta de gas natural con origen en el subsuelo estadounidense. Coincide con muchos expertos que, además del gas convencional, existen recursos no convencionales como shale gas, tight gas y coalbed methane - gas metano de carbón, que en los últimos años han incrementado su representación en el mercado.

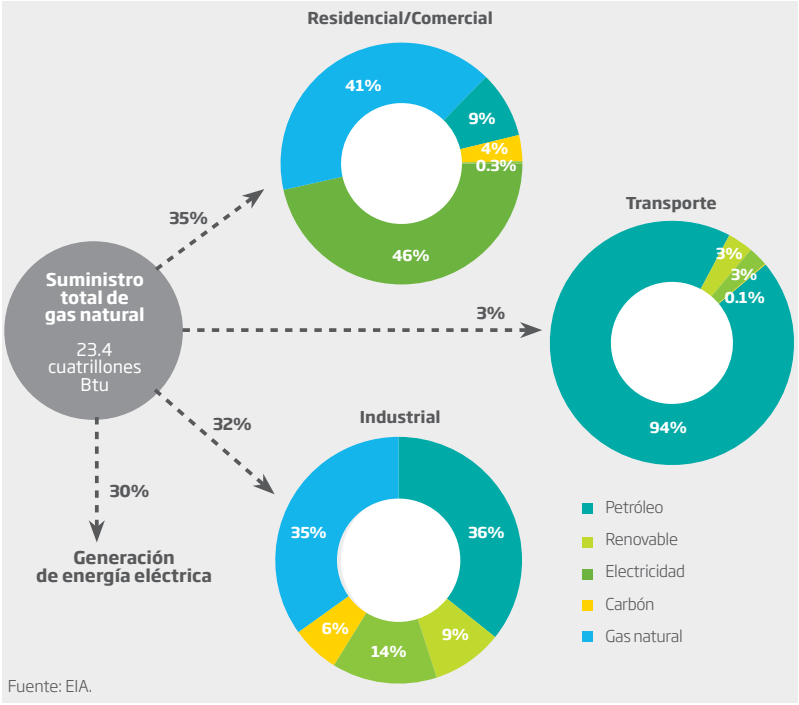
Alrededor del 15% de los recursos de Estados Unidos se encuentra en Alaska, y para el pleno desarrollo de estos el estudio afirma que es necesaria la construcción de un gasoducto que permita llevar el gas a los 48 estados del territorio estadounidense. Sin embargo, producto de la abundancia de suministro que estos estados poseen actualmente, esta construcción se ha postergado, sin ser menos importante, ya que representa una fuente de suministro significativa para el futuro.

De acuerdo con la información reportada, se observa que aún el gas convencional lidera los recursos, representado en un 50% del total. De acuerdo con el "Potencial Gas Committee", las reservas remanentes de gas natural en Estados Unidos han crecido cerca de un 70% desde 1990, lo que demuestra los avances tecnológicos conseguidos.

Acerca de los recursos no convencionales, se enfatiza que comenzaron su crecimiento acelerado, permitiendo tener hoy una oferta importante de estos en suelo norteamericano. El gas recuperable en rocas de esquisto o también denominado "shale gas" es posible que supere, en cantidades importantes, las reservas probadas de gas convencional en el planeta, según la Administración de Información de Energía de Estados Unidos.

Con unanimidad, los expertos estadounidenses afirman que el proceso de recuperación del shale gas es la más grande innovación en energía, en lo que va de este siglo, en términos de impacto y escala, pues ya se ha logrado que cerca de un tercio de todo el gas que se produce en Estados Unidos sea proveniente de estos yacimientos, también denominados de lutitas.

Fines y usos del gas natural en Estados Unidos - 2009



Fuente: EIA.

Gas natural en el sector industrial

Los productos derivados del petróleo son la principal fuente primaria de energía en el sector Industrial. Estos combustibles generan gran cantidad de emisiones de CO_2, lo que ha hecho, como se explica en el estudio del MIT, que se busquen alternativas de combustibles para lograr reducciones significativas de dichas emisiones.

El gas natural representa el 35% de la energía total utilizada en el sector industrial de los Estados Unidos. Los siguientes son los principales usos dados a este energético:

- Procesos manufactureros: Abarcan el 85% del gas natural utilizado en la industria y el 5% restante es destinado a procesos como la minería.
- Procesos de fabricación de calefacción: El tema del calentamiento se convierte en un proceso esencial en la fabricación de una variedad de productos, tales como metales, caucho, plástico, vidrio, hormigón y cerámica, entre otros.
- Combustible para calderas industriales: Estas calderas son utilizadas en la industria para la producción de vapor y agua caliente en procesos manufactureros.
- Materia prima para producción de productos químicos: El estudio afirma que cerca del 7% de la demanda de gas natural en la industria, es utilizada para la producción de amoníaco e hidrógeno.

Gas natural en el sector residencial y comercial

Un 41% del consumo energético del sector residencial y comercial en Estados Unidos es abastecido con gas natural. La demanda de gas natural en este sector se concentra en usos finales térmicos, es decir calefacción de espacios y calentamiento de agua.

Gas natural en el sector transporte

El sector transporte, como lo describe el estudio del MIT, plantea un doble desafio en las reducciones de las emisiones de CO_2. Primero, porque el sector transporte es responsable de aproximadamente un tercio de las emisiones de CO_2 de la economía de Estados Unidos, y segundo, porque este sector es en la actualidad mayoritariamente dependiente del petróleo como combustible, por lo que es muy difícil reducir esas emisiones de manera significativa.

Afirma el estudio del MIT que el gas natural hoy está atrayendo la atención del sector por su potencial para enfrentar estos dos retos de manera económicamente efectiva, ya que este combustible produce de manera significativa menos cantidades de CO_2 que el petróleo. Se concluye además que, dado que la proporción de carbono / hidrógeno en el gas natural con respecto a la gasolina es menor, las emisiones de CO_2 producto de la combustión del gas natural son el 75% de las emisiones de la gasolina, motivo por el cual es una realidad que hoy el gas natural en Estados Unidos esté tomando mayor fortaleza y convirtiéndose en un sector con un desarrollo importante.

De las estadísticas entregadas por el estudio se destaca que en el mundo hay más de 11 millones de vehículos que funcionan con gas natural, aun cuando otras fuentes especializadas como NGV Journal reportan un poco más de 15 millones, de los cuales más del 99.9% son operados con GNC y el resto lo hacen con LNG. En este estudio se observa que el mercado mundial del GNV está compuesto principalmente por vehículos de trabajo liviano, cerca del 95% del mercado, con un número menor de buses y camiones.

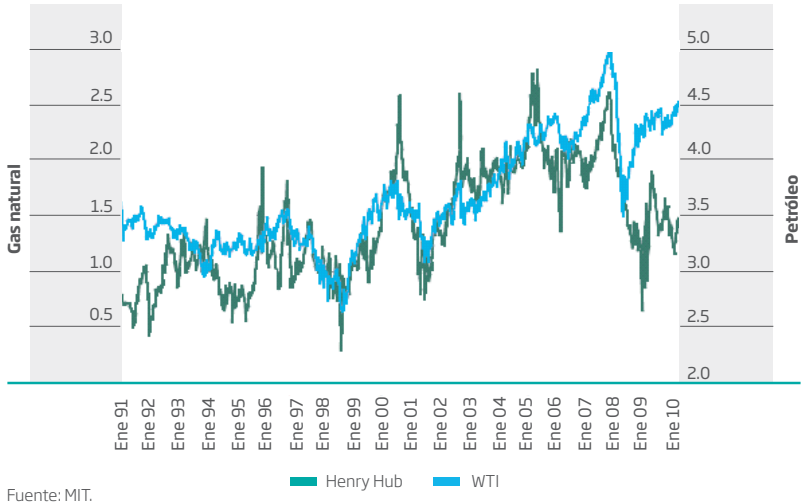
Precios: Factor determinante para la reducción de emisiones de CO_2

Un estudio realizado por la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas -SEAS-, de la Universidad de Harvard, ha demostrado, al igual que el estudio que se analiza del MIT, que la disminución de las emisiones de CO_2 de 2009 en las centrales eléctricas de Estados Unidos, se debió a los precios competitivos del gas natural frente al carbón y no a la recesión económica como muchos afirmaron.

El estudio ratifica que el esperado crecimiento del consumo de gas natural en 2011 generaría, según los especialistas, una disminución importante en el consumo del carbón, principalmente, por la sustitución de este último en la generación de energía eléctrica a base de gas natural.

Con gran optimismo para la reducción de las emisiones de CO_2, se visualiza en el gráfico ofrecido por el MIT la contraria tendencia de los últimos años de los precios del petróleo frente a los del gas natural.

Precios del gas natural y el petróleo - US$ 2010



Fuente: MIT.

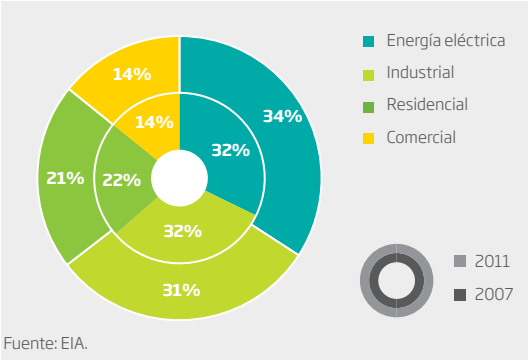
Otras cifras relevantes

Consumo de gas natural en Estados Unidos - Gpc

	2007	2008	2009	2010	2011
Energía eléctrica	6,841	6,668	6,873	7,387	7,602
Industrial	6,655	6,670	6,167	6,517	6,769
Residencial	4,722	4,892	4,779	4,787	4,735
Comercial	3,013	3,153	3,119	3,102	3,161
GNV	25	26	27	31	33
Total consumo	**21,256**	**21,409**	**20,965**	**21,824**	**22,300**
Variación anual	6%	1%	(2%)	4%	2%
Variación periodo					5%

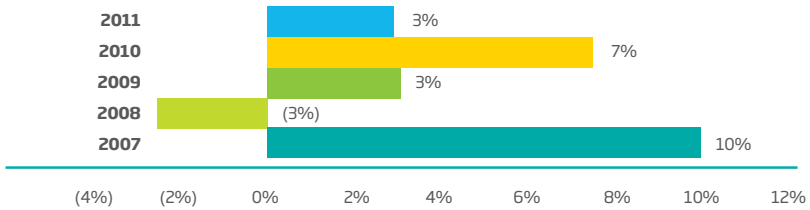
Fuente: EIA.

Consumo de gas natural en Estados Unidos



Fuente: EIA.

Variación del consumo de gas natural sector eléctrico en Estados Unidos



Fuente: EIA.

Tanto el sector eléctrico como el sector industrial, han logrado mantenerse a lo largo de estos 5 años de estudio como los principales consumidores de gas natural en Estados Unidos.

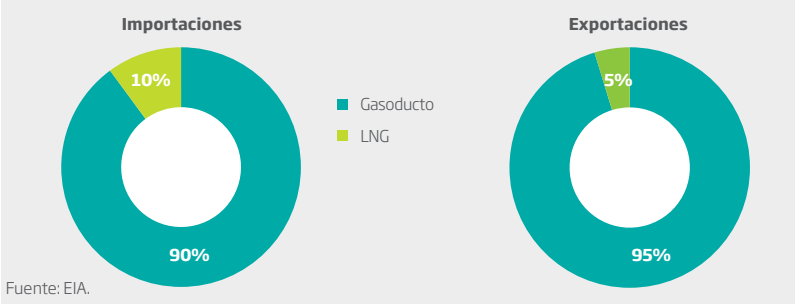
El comportamiento del consumo de gas natural del sector eléctrico, como nos muestra el gráfico, ha presentado 4 años de importantes crecimientos, incentivado por la reducciòn de los precios del combustible.

Balanza comercial de gas natural en Estados Unidos - Gpc

	2007	2008	2009	2010	2011
EXPORTACIONES	**822**	**963**	**1,072**	**1,137**	**1,507**
Gasoducto	774	924	1,039	1,072	1,436
LNG	48	39	33	65	71
IMPORTACIONES	**4,608**	**3,984**	**3,751**	**3,741**	**3,453**
Gasoducto	3,837	3,632	3,299	3.310	3,105
LNG	771	352	452	431	349
Total balanza	**(3,785)**	**(3,021)**	**(2,679)**	**(2,604)**	**(1,946)**
Variación anual exportaciones	14%	17%	11%	6%	33%
Variación anual importaciones	10%	(14%)	(6%)	(0.3%)	(8%)

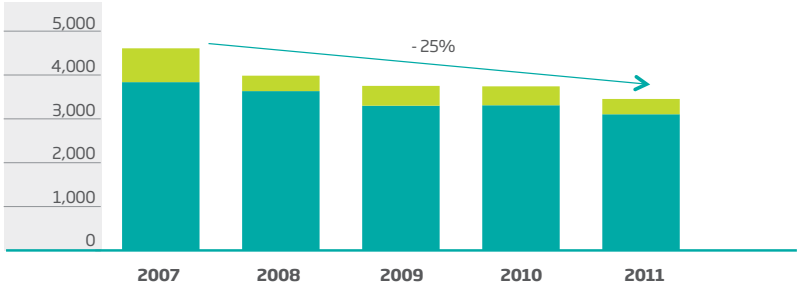
Fuente: EIA.

Balanza comercial de gas natural en Estados Unidos - 2011



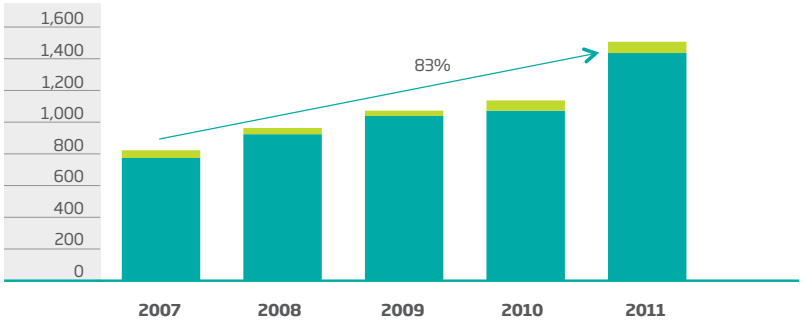
Fuente: EIA.

Importaciones de gas natural en Estados Unidos - Gpc



Fuente: EIA.

Exportaciones de gas natural en Estados Unidos - Gpc



Fuente: EIA.

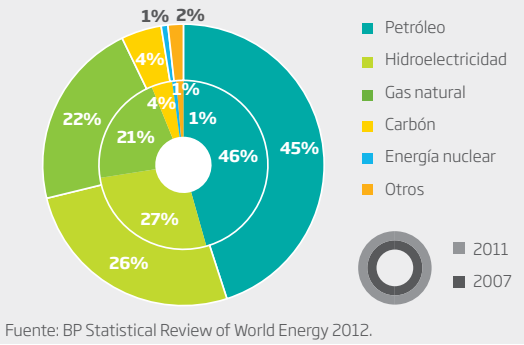
SURAMÉRICA: UNA REGIÓN CON DINAMISMO EN EL SECTOR

Canasta energética en Suramérica - Mtep

FUENTES DE ENERGÍA	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo	259	269	266	281	289
Hidroelectricidad	153	154	158	159	168
Gas natural	121	127	122	135	139
Carbón	23	24	23	28	30
Energía nuclear	4	5	5	5	5
Otros	8	9	9	11	11
Total	**568**	**587**	**583**	**619**	**643**
Variación anual	4%	3%	(1%)	6%	4%
Variación periodo					13%

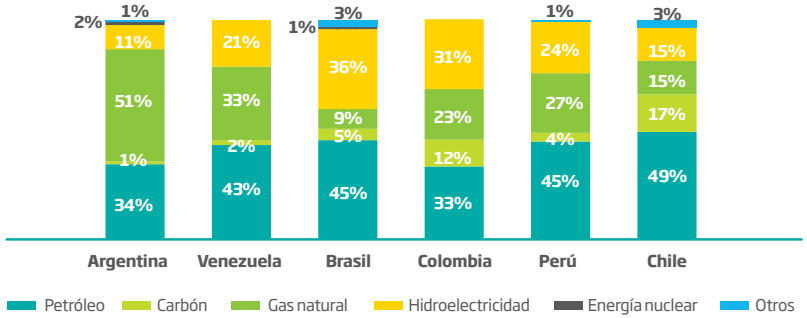
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Canasta energética en Suramérica



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Canasta energética en Suramérica - 2011



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

A lo largo de estos 5 años de estudio se observa que la canasta energética de Suramérica se ha mantenido relativamente estable en su composición de las fuentes de energía que la representan. El gas natural muestra una participación del 22%, ubicándose en el tercer lugar, antecedido por el petróleo y la hidroelectricidad, que ocupan el primer y segundo lugar respectivamente.

Para analizar el comportamiento del gas natural en Suramérica, se escogieron los siete países con cifras más representativas en el sector. Ellos son: Argentina, Venezuela, Brasil, Colombia, Bolivia, Perú y Chile, siendo Argentina el país que cuenta con la mayor participación para este combustible con un 51%, evidenciando la importancia de este recurso energético para dicho país. En contraste, en Brasil, el gas natural solo alcanza una participación del 9% del total de la canasta energética.

Reservas probadas de gas natural en Suramérica - Tpc

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Venezuela	171	176	179	193	195
Brasil	13	13	13	15	16
Perú	12	12	12	12	12
Argentina	16	14	13	13	12
Bolivia	25	25	25	10	10
Colombia	4	4	5	5	5
Otros	3	3	2	2	2
Total	**242**	**247**	**249**	**250**	**253**
Variación anual	2%	2%	1%	0.4%	1%
Variación periodo					4%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Venezuela poseía a diciembre de 2011, el 77% del total de reservas de esta región. Sus reservas probadas se incrementaron en 24 Tpc en el transcurso del periodo en estudio, como consecuencia del descubrimiento por parte de PDVSA de grandes cantidades de gas en el Golfo de Maracaibo. De sus reservas probadas, el 91% corresponde a gas natural asociado a petróleo.

En contraste, las reservas de Bolivia sufrieron en este periodo un notable descenso, al pasar de 25 Tpc a 10 Tpc, producto de cambios en la metodología de las estimaciones de las reservas probadas y probables.

Reservas probadas de gas natural en Suramérica - Tpc

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Producción de gas natural en Suramérica - Gpcd

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Argentina	4.3	4.3	4.0	3.9	3.8
Colombia	3.3	3.2	3.2	3.1	3.0
Venezuela	2.9	2.9	2.8	2.9	3.0
Brasil	1.1	1.3	1.1	1.4	1.6
Bolivia	1.3	1.4	1.2	1.4	1.5
Perú	0.3	0.3	0.3	0.7	1.1
Otros	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
Total	**13.5**	**13.8**	**13.0**	**13.7**	**14.2**
Variación anual	(2%)	2%	(6%)	5%	4%
Variación periodo					5%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

En términos generales, la producción de gas natural en Suramérica tuvo un incremento de 0.7 Gpcd en el periodo 2007 - 2011. Argentina sigue manteniendo el liderazgo de la región, pese a que su producción de gas natural disminuye en forma sostenida desde el año 2008. Vale la pena destacar el crecimiento presentado por Perú y Brasil en el transcurso del periodo en mención de 0.8 y 0.5 Gpcd, respectivamente.

Producción de gas natural en Suramérica - Gpcd

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Consumo de gas natural en Suramérica - Gpcd

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Argentina	4.2	4.3	4.2	4.2	4.5
Venezuela	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2
Brasil	2.0	2.4	1.9	2.6	2.6
Colombia	0.7	0.7	0.9	1.0	1.0
Perú	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6
Chile	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5
Otros	0.3	0.4	0.5	0.6	0.5
Total	**10.9**	**11.4**	**11.1**	**12.5**	**13.0**
Variación anual	(0.2%)	4%	(3%)	13%	4%
Variación periodo					19%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

En Suramérica, los mayores consumidores de gas natural son Argentina y Venezuela, cada uno de ellos con una participación sobre el total del 30% y 21%, respectivamente.

El consumo total de gas natural en la región ha ido aumentando en forma constante, excepto la cifra de 2009 que presentó una leve disminución con respecto al año anterior. La variación del periodo 2007 - 2011 fue del 19%.

Consumo de gas natural en Suramérica - Gpcd

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

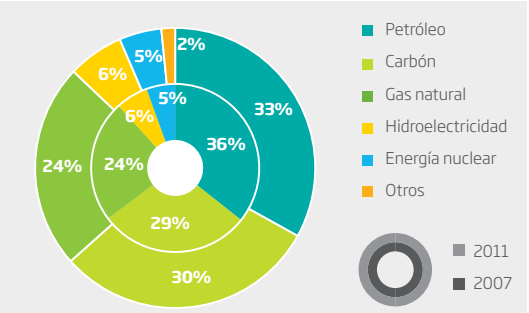
CIFRAS INTERNACIONALES

Canasta energética mundial - Mtep

FUENTES DE ENERGÍA	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo	4,005	3,987	3,909	4,032	4,059
Carbón	3,267	3,324	3,347	3,532	3,724
Gas natural	2,646	2,712	2,644	2,843	2,906
Hidroelectricidad	700	728	738	779	791
Energía nuclear	622	619	614	626	599
Otros	107	123	141	166	195
Total	**11,348**	**11,493**	**11,391**	**11,978**	**12,275**
Variación anual	3%	1%	(1%)	5%	2%
Variación periodo					8%

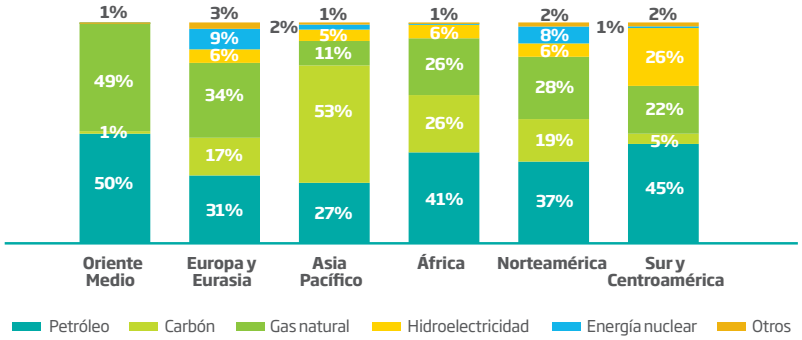
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Canasta energética mundial



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Canasta energética mundial - 2011



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

De las fuentes energéticas que hacen parte de la canasta, el carbón y la hidroelectricidad tuvieron crecimientos promedio anuales iguales a 3%. El gas natural por su parte durante el periodo 2007 – 2011 mostró un crecimiento promedio anual de 2.4%, colocándose en el tercer lugar de variación incremental.

En 2011, el petróleo presenta la mayor participación dentro de las fuentes energéticas de la canasta con un 34%, manteniéndose como el combustible con mayor participación durante el periodo analizado. Sin embargo, en Asia Pacífico y Europa - Eurasia, son el carbón y el gas natural, respectivamente, las fuentes de energía que lideran la canasta energética, seguidos del petróleo.

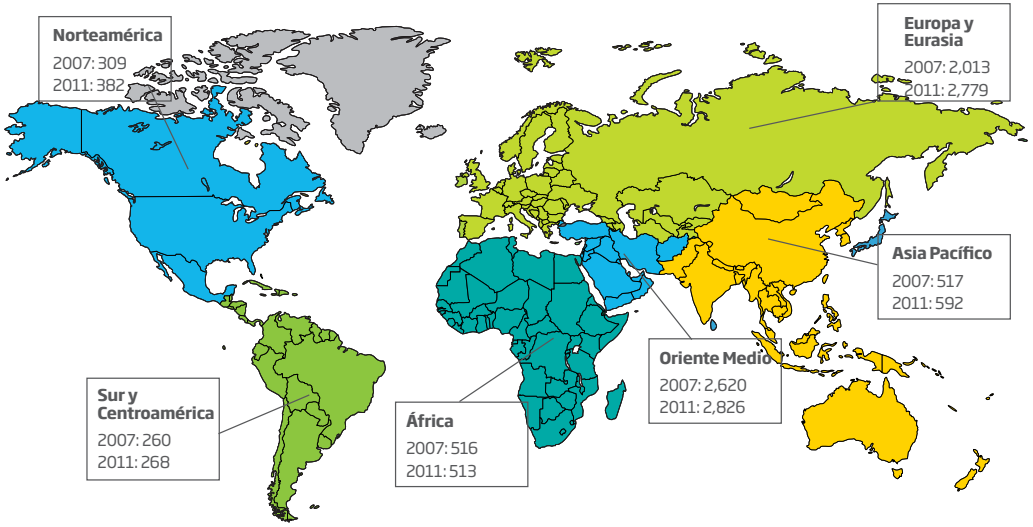
Reservas mundiales probadas de gas natural - Tpc

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Rusia	1,530	1,529	1,567	1,567	1,575
Irán	993	1,046	1,046	1,169	1,169
Qatar	899	896	894	885	885
Turkmenistan	91	286	284	472	859
Estados Unidos	238	245	273	290	300
Arabia Saudita	258	267	280	283	288
Emiratos Árabes	227	215	215	215	215
Venezuela	171	176	179	193	195
Nigeria	187	187	187	180	180
Algeria	159	159	159	159	159
Otros	1,481	1,529	1,532	1,514	1,537
Total	**6,235**	**6,535**	**6,616**	**6,926**	**7,361**
Variación anual	2%	5%	1%	5%	6%
Variación periodo					18%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

El Oriente Medio es la región con mayor participación dentro del Top 10 de países con mayores reservas en el mundo. Esta región participa con 5 países en este ranking y con un 38% del total de las reservas de gas. Sin embargo, el país con mayores reservas de gas natural y el primero en la lista del ranking mundial es Rusia, perteneciente a la región de Europa y Eurasia.

Reservas mundiales probadas de gas natural - Tpc



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Europa - Eurasia y Norteamérica son las regiones del mundo con mayor crecimiento en reservas de gas natural durante el periodo en estudio, con un 38% y 24% respectivamente.

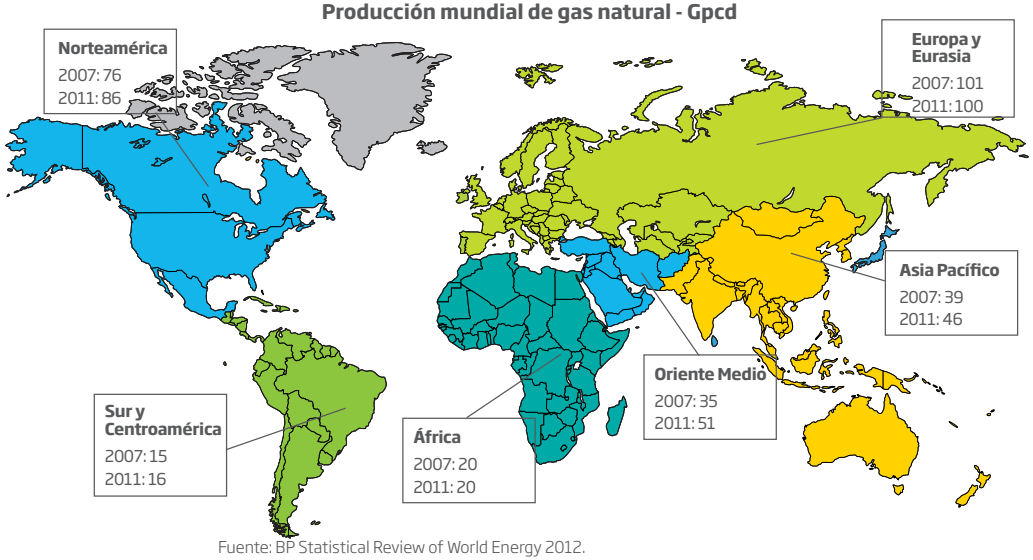
Es importante aclarar que el crecimiento en reservas de Norteamérica se debe a los nuevos hallazgos de yacimientos no convencionales presentados en la región durante los últimos años.

Producción mundial de gas natural - Gpcd

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Estados Unidos	53	55	57	58	63
Rusia	57	58	51	57	59
Canadá	18	17	16	15	16
Irán	11	11	13	14	15
Qatar	6	7	9	11	14
Noruega	9	10	10	10	10
China	7	8	8	9	10
Arabia Saudita	7	8	8	8	10
Algeria	8	8	8	8	8
Indonesia	7	7	7	7	7
Otros	102	105	100	108	107
Total	**284**	**294**	**286**	**308**	**317**
Variación anual	2%	3%	(3%)	8%	3%
Variación periodo					11%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Producción mundial de gas natural - Gpcd



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

La producción mundial de gas natural se encuentra concentrada en dos potencias mundiales como son Estados Unidos y Rusia, países que poseen el 38% de la producción mundial de gas natural.

Rusia se mantiene año tras año en lo más alto de la lista de producción, mientras que Estados Unidos gracias a sus recientes desarrollos de yacimientos no convencionales, se adjudicó un crecimiento del 19% en el periodo estudiado.

En el mapa se observa que la región del mundo con mayor crecimiento durante el periodo 2007 – 2011 fue Oriente Medio, con un 47%, lo que se traduce en un aumento de 16 Gpcd.

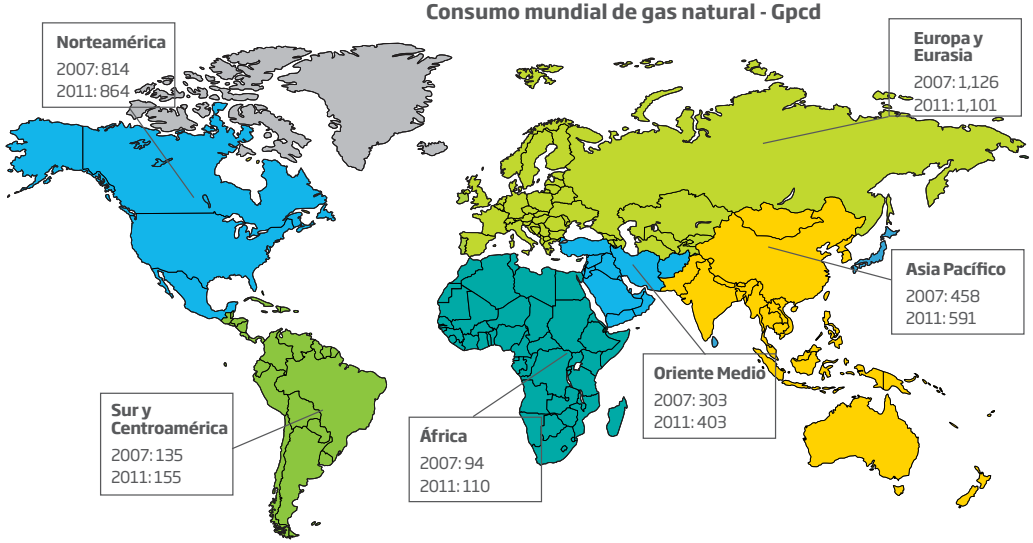
Consumo mundial de gas natural - Gpcd

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Estados Unidos	654	659	649	673	690
Rusia	422	416	390	414	425
Irán	113	119	131	145	153
China	71	81	90	108	131
Japón	90	94	87	95	106
Canadá	96	96	95	95	105
Arabia Saudita	74	80	78	88	99
Reino Unido	91	94	87	94	80
Alemania	83	81	78	83	73
Italia	78	78	72	76	71
Otros	1,158	1,206	1,174	1,283	1,291
Total	**2,930**	**3,005**	**2,931**	**3,153**	**3,223**
Variación anual	4%	3%	(2%)	8%	2%
Variación periodo					10%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

En los países con mayores consumos de gas natural, China presentó el mayor crecimiento durante el periodo analizado, con 60 Gpcd más que el del año 2007. Lo sigue Irán, con un crecimiento del 36%, 40 Gpcd más que el año 2007.

Consumo mundial de gas natural - Gpcd



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

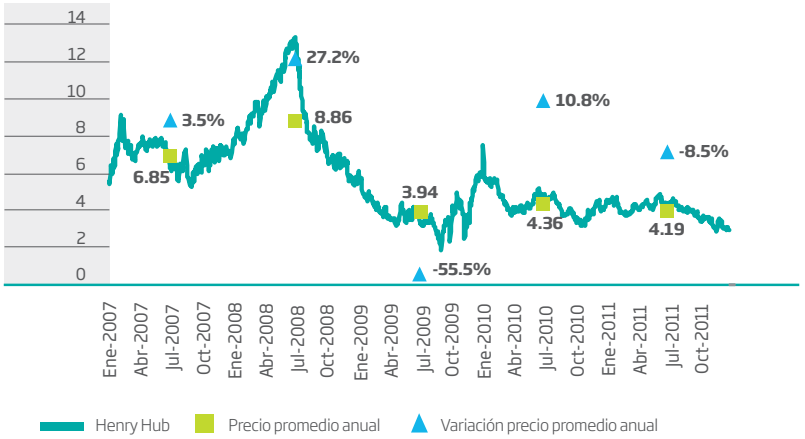
La única región del mundo que mostró disminuciones en el consumo de gas natural durante el periodo analizado fue Europa y Eurasia, que disminuyó 25 Gpcd, situación que se puede explicar por la crisis económica que ha vivido esta región durante los últimos años. Entre los 10 países con mayores consumos de gas natural, se encuentran 3 que pertenecen a esta región: Reino Unido, Alemania e Italia.

Precios internacionales					
COMBUSTIBLE	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
PETRÓLEO - US$/BL - WTI					
Mínimo	50.5	30.3	34.0	64.8	75.4
Máximo	99.2	145.3	81.0	91.5	113.4
Promedio	72.3	99.7	62.0	79.5	94.9
Variación promedio anual	10%	38%	(38%)	28%	19%
Variación promedio periodo					31%
CARBÓN - US$/Ton					
Mínimo	46.5	53.2	69.9	71.1	87.1
Máximo	50.6	156.3	85.1	82.5	103.7
Promedio	48.5	78.1	76.6	77.4	96.7
Variación promedio anual	5%	61%	(2%)	1%	25%
Variación promedio periodo					100%
GAS NATURAL - US$/Mbtu - HENRY HUB					
Mínimo	5.3	5.4	1.8	3.2	2.8
Máximo	9.1	13.3	6.1	7.5	4.9
Promedio	7.0	8.9	3.9	4.4	4.0
Variación promedio anual	4%	27%	(56%)	11%	(9%)
Variación promedio periodo					(43%)

Fuente: EIA.

Al analizar los precios de los 3 combustibles más relevantes de la canasta energética mundial, se observa que el comportamiento de los precios del gas natural es el único que presenta una significativa tendencia a la baja en el periodo de estudio.

Precio gas natural Henry Hub - US$/Mbtu



Fuente: EIA.

El precio de referencia Henry Hub para el gas natural alcanzó 13.31 US$/Mbtu en julio de 2008, siendo este el precio máximo del periodo en estudio; sin embargo, esta cifra es menor a la del máximo histórico que es 18.48 US$/Mbtu en febrero de 2003.

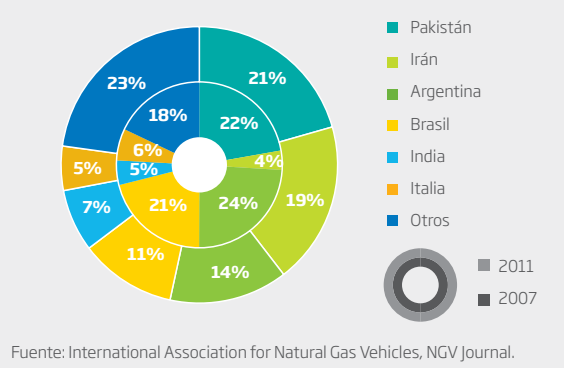
La reducción de los precios del gas natural en los últimos años es una clara consecuencia de la revolución que el shale gas ha ocasionado en el sector gas natural de Norteamérica y que se prevé se extienda a otras regiones del mundo.

Vehículos con GNV en el mundo

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Pakistán	1,550,000	2,000,000	2,300,000	2,740,000	3,100.000
Irán	263,662	1,000,000	1,665,602	1,954,925	2,859,386
Argentina	1,678,230	1,745,677	1,820,601	1,901,116	2,085,882
Brasil	1,467,219	1,588,331	1,631,173	1,664,847	1,702,790
India	334,820	650,000	935,000	1,080,000	1,100,376
Italia	432,900	580,000	628,624	730,000	779,090
China	127,120	400,000	450,000	450,000	611,900
Colombia	235,058	280,638	302,365	324,515	365,182
Uzbekistán	47,000	47,000	47,000	47,000	310,000
Tailandia	33,982	127,735	162,023	218,459	305,290
Otros	807,370	1,230,168	1,415,762	1,548,055	1,843,376
Total	**6,977,361**	**9,649,549**	**11,358,150**	**12,658,917**	**15,063,272**
Variación anual	7%	38%	18%	11%	19%
Variación periodo					116%

Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal.

Vehículos convertidos a GNV



Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal.

Cabe destacar el crecimiento en los vehículos convertidos de Irán, país que ha logrado una verdadera transformación de su parque automotor, convirtiendo un poco más de 2,500,000 vehículos en los últimos cinco años, lo que representa un crecimiento muy cercano al 1,000%.

Caso similar acontece con Pakistán, país líder en conversiones a GNV en el mundo, que convirtió un poco más de 1,500,000 vehículos, logrando un crecimiento muy cercano al 100% en el periodo en estudio.

Argentina, líder en conversiones de GNV hasta hace cinco años, ocupa en la actualidad el tercer lugar a nivel mundial.

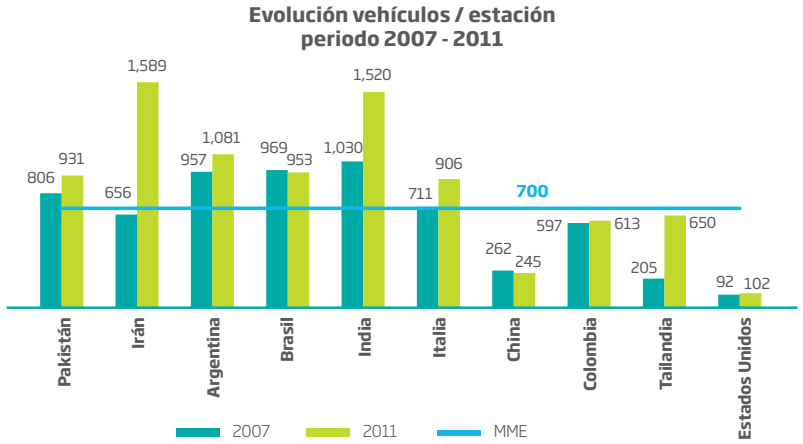
En resumen, entre 2007 y 2011 se convirtieron a GNV un poco más de 8 millones de vehículos a nivel mundial, correspondiendo el 54% de estas conversiones a los tres países anteriormente comentados: Irán, Pakistán y Argentina.

Estaciones de servicio de gas natural

PAÍS	2007	2008	2009	2010	2011
Pakistán	1,923	2,600	3,068	3,285	3,330
China	486	1,000	870	1,350	2,500
Argentina	1,753	1,801	1,851	1,878	1,930
Irán	402	500	1,021	1,574	1,800
Brasil	1,514	1,649	1,704	1,781	1,787
Estados Unidos	1,600	1,600	1,300	1,300	1,100
Alemania	781	800	860	900	903
Italia	609	700	730	790	860
India	325	463	560	571	724
Colombia	394	507	534	568	596
Otros	3,866	3,517	4,089	3,591	5,229
Total	**13,653**	**15,137**	**16,587**	**17,588**	**20,759**
Variación anual	20%	11%	10%	6%	18%
Variación periodo					52%

Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal.

En relación con las EDS de GNV todos los países tuvieron crecimiento en el número de estas, excepto Estados Unidos donde se disminuyeron en 500. Sin embargo, en países como Pakistán, Irán e India, principalmente, el crecimiento del número de estaciones no es acorde con las conversiones que se vienen realizando.



Fuente: NGV journal.

Se presentan significativas diferencias en el indicador de vehículos convertidos / estación de GNV en los países con mayor penetración de este combustible. Mientras que en Estados Unidos y China, este indicador no excede los 250 vehículos, otros países como Irán e India sobrepasan los 1,500 vehículos por estación, más del doble del estándar de 700 vehículos por estación que maneja el Ministerio de Minas y Energía de Colombia como óptimo.

GAS NATURAL EN COLOMBIA

GAS NATURAL EN COLOMBIA

EVALUACIÓN DE LA PLANEACIÓN DEL SECTOR GAS: REALIDADES Y PROPÓSITOS VIGENTES

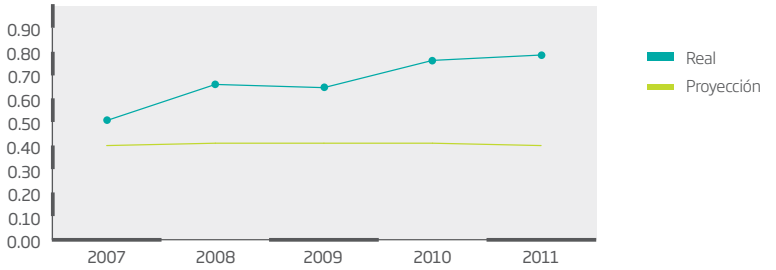
Documento UPME: "Plan Energético Nacional, PEN 2006-2025"

El documento PEN 2006 - 2025 definió, en su momento de expedición, los objetivos planteados y estrategias previstas para los recursos energéticos de Colombia. En este capítulo se analizan los que se establecieron para el gas natural, considerando importante confrontar esas previsiones con las realidades y los hechos que se reflejan en las principales cifras históricas alcanzadas en los diferentes eslabones de la cadena del sector, con el fin de evaluar su evolución.

Evaluación de precios y demanda proyectada

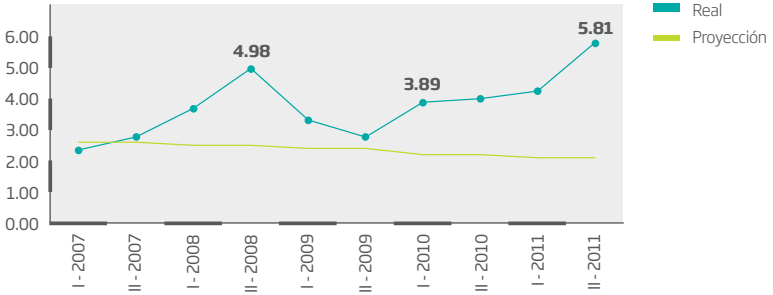
Precios: En el análisis de los precios se concluye que estos han reflejado valores superiores a los proyectados. El comportamiento del precio del gas natural de La Guajira presentó fluctuaciones importantes durante el periodo analizado, debido a las variaciones del Fuel Oil, parámetro internacional al que desde 1975 ha estado indexado.

Precio de GNV - US$/m3



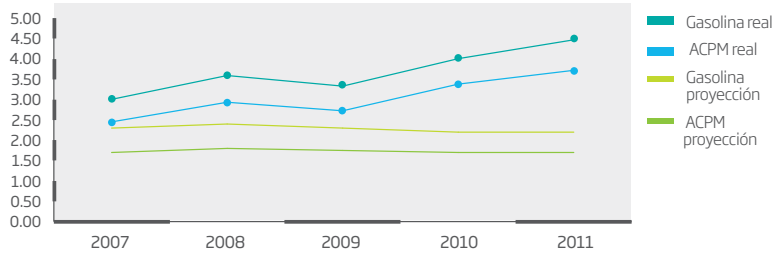
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, PEN 2006-2025

Precio de gas natural de La Guajira - US$/Mbtu



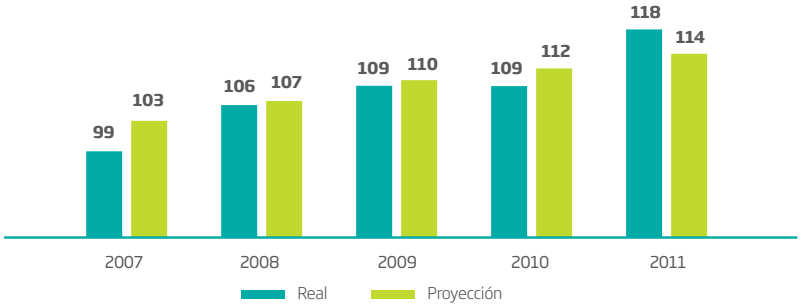
Fuente: CREG, SSPD, PEN 2006-2025

Precios de combustibles sustitutos - US$/Galón



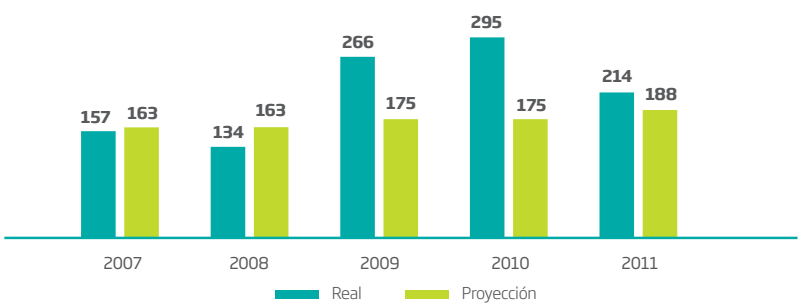
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, PEN 2006-2025

Demanda de gas natural sector residencial - Mpcd



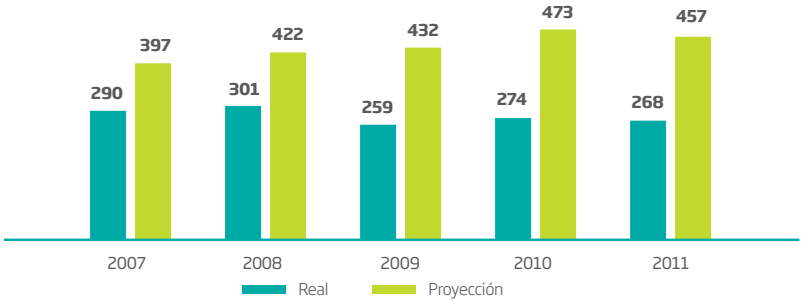
Fuente: PEN 2006-2025, UPME.

Demanda de gas natural sector termoeléctrico - Mpcd



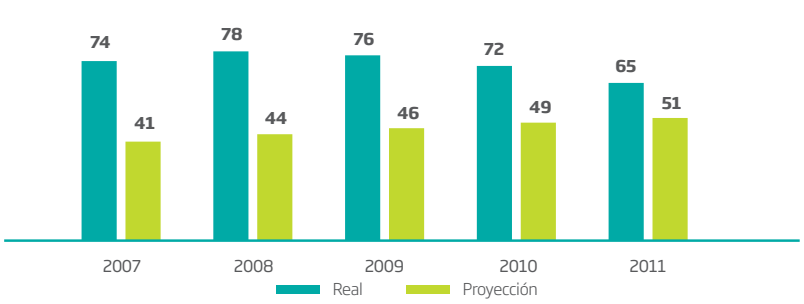
Fuente: PEN 2006-2025, UPME.

Demanda de gas natural sector industrial y comercial - Mpcd



Fuente: PEN 2006-2025, UPME.

Demanda de gas natural sector transporte - Mpcd

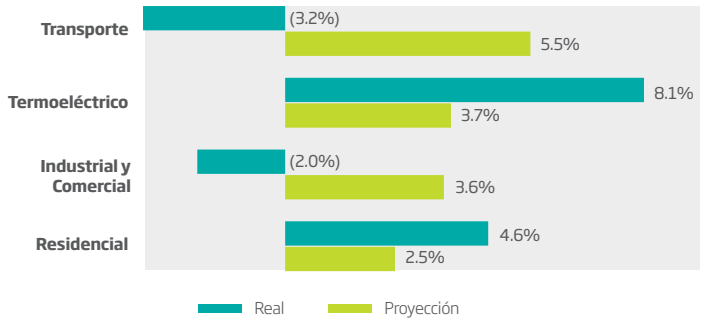


Fuente: PEN 2006-2025, UPME.

La demanda de gas natural del sector industrial y comercial reflejó durante el periodo 2007-2011, cifras menores a la proyección del PEN, mientras que los sectores termoeléctrico, residencial y transporte, presentaron demandas que al cierre del periodo fueron superiores a las proyecciones del PEN.

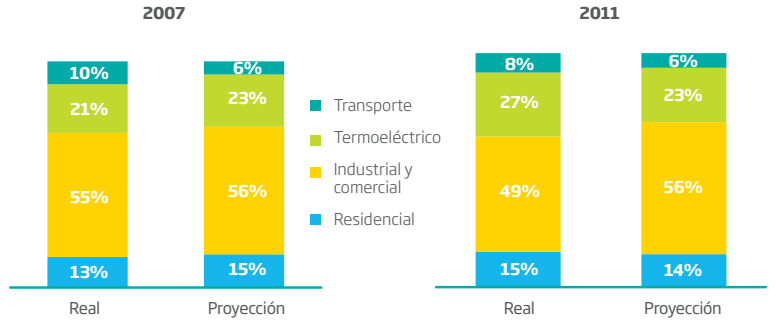
El sector termoeléctrico, entre 2009 y 2010, presentó cifras de demanda que llegaron a 169% y 114% de ejecución con respecto a la proyección, comportamiento explicado por los requerimientos de gas natural que se tuvieron durante esos años, producto del Fenómeno de El Niño.

Crecimiento promedio anual del consumo de gas natural 2007 - 2011



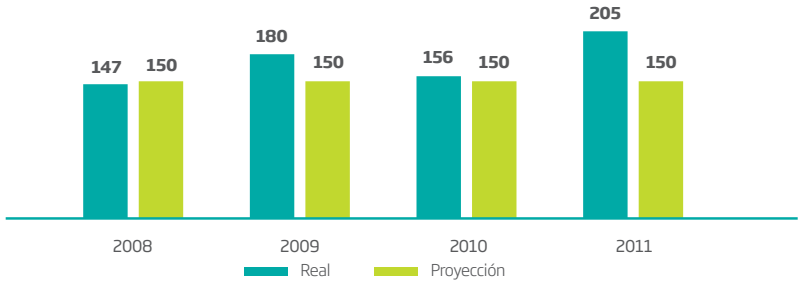
A pesar de que los pronósticos de demanda del sector transporte superan las proyecciones del PEN durante todo el periodo analizado, los resultados son preocupantes ya que la variación promedio anual de dicho periodo fue negativa (3.2%), contrario al crecimiento esperado de un 5.5%.

Participación sectorial del consumo de gas natural



Fuente: UPME. El sector industrial incluye refinerías y petroquímica.

Exportaciones de gas natural - Mpcd



Fuente: PEN 2006-2025, UPME.

Evaluación de los objetivos

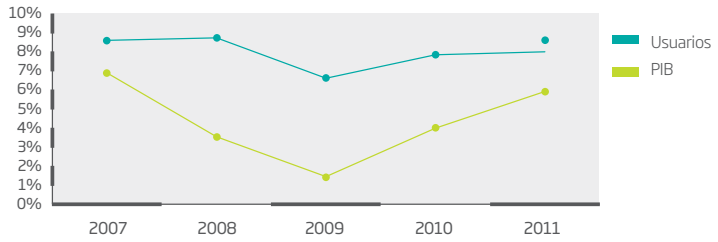
El PEN definió unos objetivos para el sector energético centrados en dos conceptos esenciales: Disponiblidad y Sostenibilidad. En esta sección se revisará de qué manera estos objetivos han contribuido en el último lustro al desarrollo del sector gas.

Asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para garantizar la sostenibilidad del sector

Desde la óptica de disponibilidad, el PEN definió que el país requiere contar con los recursos energéticos, ya sea de producción nacional o importados, y con la infraestructura adecuada, para atender las necesidades de los diferentes sectores socioeconómicos de consumo. En el marco del concepto de sostenibilidad, se determinó en el estudio que son importantes dos componentes, las consideraciones de carácter ambiental y las institucionales y normativas.

En este aparte se evalúan las cifras de cobertura de gas natural del periodo 2007 - 2011, incluyendo las ventajas del uso del gas natural como combustible menos contaminante, con el fin de medir el desarrollo que el sector gas natural ha ganado durante el periodo analizado y su contribución al bienestar social de la población.

Crecimientos anuales



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, DANE.

Los usuarios de gas natural mantienen su crecimiento año tras año, resultado de una política de masificación exitosa. Esta contribución del sector gas coadyuva al desarrollo sólido de la economía del país, permitiendo satisfacer y mejorar necesidades básicas de la población.

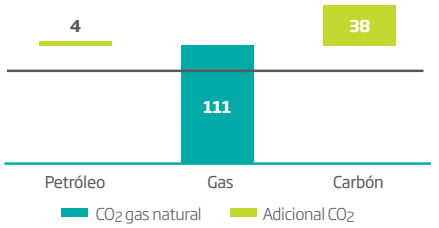
Adicional a la contribución dada por su crecimiento en cobertura del servicio, el gas natural ha sido denominado como un combustible amigable con el medio ambiente. A continuación se presenta un comparativo de los estándares de emisión de CO_2, que asociados al consumo de gas natural de los últimos 5 años, permiten identificar el CO_2 adicional en caso de utilización de carbón o de petróleo:

- La menor cantidad de residuos que este combustible produce en la combustión posibilita su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario.
- La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo en las tecnologías más eficientes: generación de electricidad, mediante ciclos combinados; producción simultánea de calor y electricidad, mediante sistemas de cogeneración, y climatización, mediante dispositivos de compresión y absorción, entre otras.
- El uso como GNV mejora la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades.

Toneladas de CO_2/Tep

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

Millones de toneladas de CO_2 según consumo de gas natural 2007 - 2011



Disponibilidad y abastecimiento pleno de gas natural

Con este objetivo se busca garantizar el abastecimiento de gas natural en el país, razón por la cual el PEN estableció unos lineamientos que a corto y largo plazo ayudarían al mejoramiento del sector. Por ejemplo, se determinó como responsabilidad de la ANH, el desarrollo de los mecanismos contractuales para asegurar que con las reservas probadas de gas natural se pueda atender prioritariamente la demanda interna. Este y otros son los conceptos que se revisarán en el siguiente cuadro, determinando en qué estado de cumplimiento se encuentran:

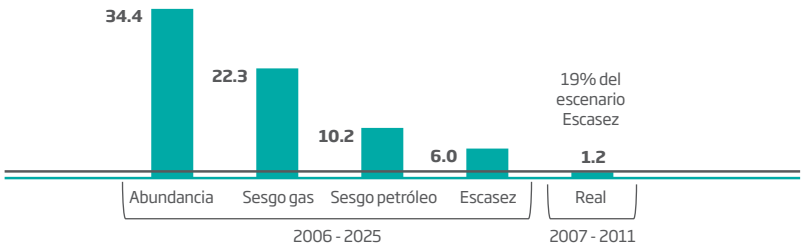
Disponibilidad y abastecimiento pleno de gas natural

CONCEPTOS EVALUADOS	Cumplimiento	Año
ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		
Incorporación de nuevas reservas	Parcial	
Mecanismos contractuales que aseguren demanda interna	Por concretar	
Interconexión con Venezuela	Ejecutado	2008
Entrada en operación del campo Gibraltar	Ejecutado	2011
Ampliación de la producción de Cusiana	Ejecutado	2010
Nuevas tecnologías como GNV a gran escala o el LNG	Por concretar	
TRANSPORTE		
Consistencia del esquema regulatorio	Ejecutado	2011
DISTRIBUCIÓN		
Revisión del esquema contractual y la metodología de remuneración	Proyecto de Resolución CREG 178 de 2009	
COMERCIALIZACIÓN		
Desarrollo de la competencia	Por concretar	

Fuente: PEN 2006 - 2025.

La incorporación de nuevas reservas durante el periodo analizado, 2007 - 2011, ha sido de 1.2 Tpc, que representa solo un 21% de los 6 Tpc de nuevas reservas que se espera incluir en el denominado escenario "Escasez". El PEN estableció esta meta para un periodo de 20 años y aunque el periodo evaluado abarca solo 5 años, los resultados nos llevan a presumir que, con base en lo alcanzado hasta ahora, la meta pareciera ser un objetivo difícil de lograr.

Escenarios nuevas reservas de gas natural - Tpc



Fuente: PEN 2006-2025.

Reservas y producción de gas natural - Tpc

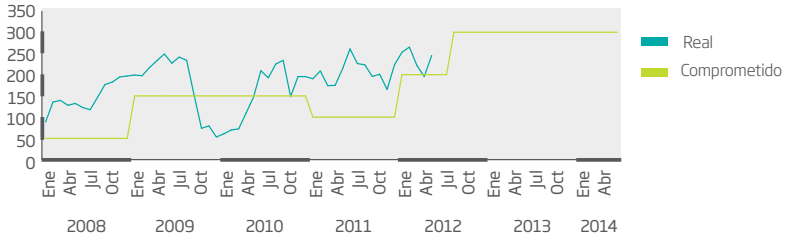
	2007	2008	2009	2010	2011
Reservas	7.1	7.3	8.5	7.1	6.6
Incorporación anual	0.002	0.51	1.55	(1.00)	0.06
Incorporación acumulada	0.07	0.58	2.1	1.1	1.2
Producción	0.27	0.32	0.37	0.40	0.38

Fuente: ANH.

Integración energética regional

De tiempo atrás se viene hablando en Colombia de integración energética regional, como una opción para mantener una balanza enegética positiva. El contrato suscrito entre Ecopetrol, Chevron y PDVSA (gasoducto transcaribeño Antonio Ricaurte) fue la primera evidencia concreta del cumplimiento de este objetivo en el sector gas. Este contrato, que se firmó el 11 de mayo de 2007, consiste en la compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela, en el cual inicialmente se pactó que culminado el periodo establecido de exportaciones (2008 - 2011), se revertiría el sentido del gasoducto y Venezuela exportaría durante 16 años gas a Colombia; sin embargo, el periodo de exportaciones de Colombia a Venezuela se prorrogó hasta junio de 2014 y se incrementaron los volúmenes de 150 a 300 Mpcd.

Exportaciones de gas a Venezuela - Mpcd



Fuente: Promigas.

De igual manera, se plantearon o están en estudio una serie de proyectos que permitirán una mayor integración entre los mercados del gas natural. Dentro de estas se encuentran:

- El gasoducto Cali - Quito (Colombia - Ecuador).
- Extensión del gasoducto Antonio Ricaurte a Panamá (Colombia - Panamá).
- Iniciativas del sector privado de acceder a los mercados de Centroamérica.

Avances en la integración energética de Colombia

CONCEPTOS EVALUADOS	Entrada en operación	Cumplimiento
INTEGRACIÓN CON VENEZUELA		
Contrato firmado el 11 de mayo de 2007		
Exportación a Venezuela	2008 - 2011	Ejecutado
Importación de Venezuela	2012 - 2027	Postergado
Prórroga al contrato inicial (enero 2012)		
Exportación a Venezuela	2012 - jun 2014	En curso
Importación de Venezuela	jul 2014 - jun 2030	Por ejecutar
PROYECTOS EN ESTUDIO		
Extensión a Panamá del gasoducto Antonio Ricaurte	Por definir	Sin ejecutar
Extensión a Ecuador del gasoducto Antonio Ricaurte	Por definir	Sin ejecutar
Interconexión con Centroamérica	Por definir	Sin ejecutar

Fuente: Minminas, Ecopetrol.

La interconexión con Venezuela es la única muestra actual de integración energética en materia de gas natural en Colombia, pues aunque existen acuerdos o proyectos por desarrollarse con otros países, hasta el momento no se ha concretado nada al respecto.

De los avances que se conocen hasta la fecha de elaboración de este documento, sobre la extensión del gasoducto transcaribeño, está que Colombia y Venezuela asumirían el costo de este gasoducto que llevaría gas a Panamá, pero no se ha especificado claramente cuánto sería el monto de la inversión. La ruta que llevaría este gasoducto es un tema también por definir, pues existe la opción de que sea subacuático o que vaya por la costa.

Por su parte, Ecuador, a través del Ministro de Recursos Naturales no Renovables, anunció, en mayo de 2012, que se encuentra evaluando la posibilidad de la construcción de un ducto que le permita recibir gas de Colombia y Venezuela. El país vecino afirma que sería una extensión del gasoducto colombiano que se encuentra cerca de la frontera con Ecuador.

Esquemas de competencia en el mercado

Este objetivo se estableció en el PEN dada la importancia que representa el gas natural dentro de la matriz energética del país y por ello se definieron unos lineamientos que podrían mejorar la competencia dentro del sector. El PEN incluyó las siguientes metas y/o actividades específicas:

Esquemas de competencia en el mercado

CONCEPTOS EVALUADOS	Cumplimiento
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	
Mayor número de inversionistas en procesos licitatorios para adjudicación de áreas (rondas)	Ejecutado
TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	
Normatividad que genere condiciones de sostenibilidad y confiabilidad para proveedores y usuarios	Proyecto de Resolución CREG 054 de 2012
Modificación del mecanismo regulatorio para garantizar expansión de la infraestructura de transporte	Resolución CREG 126 de 2010
Disminución del umbral de 100,000 Pcd que define al consumidor no regulado, para generar mayores condiciones de competencia	Sin concretar

Fuente: PEN 2006 - 2025, ANH.

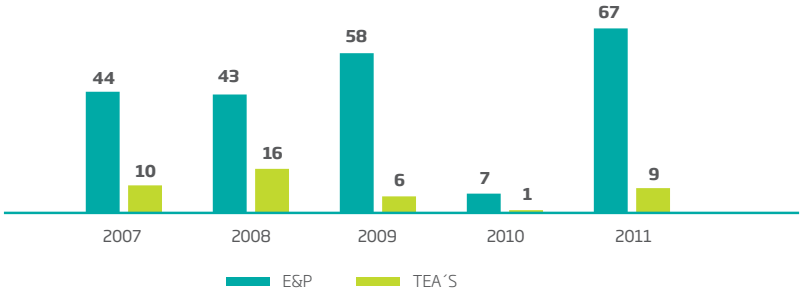
En el sector exploración y producción, las cifras demuestran que durante el periodo analizado las metas establecidas para adjudicación de áreas se sobrepasaron, llegando a una ejecución del 139%.

Para los sectores transporte, distribución y comercialización, se sigue a la espera de definir el rumbo de las estrategias planteadas en el PEN, con el propósito de contar con una amplia competencia en la prestación del servicio.

Contratos de E&P y TEA´S
2007 - 2011

Fuente: ANH.

Ejecución anual de contratos



Fuente: ANH.

Precios de mercado: Un impacto en la competitividad

La política de precios fue descrita en el PEN como "Mecanismo fundamental para lograr la eficiencia económica y se constituye en un instrumento cuyas señales son esenciales para la distribución y uso eficiente de estos recursos, así como para la adecuada remuneración a quienes prestan el servicio".

Es importante resaltar lo enfatizado por el plan acerca de que una política de precios que genere como resultados unos mercados de energía en competencia, contribuiría a la creación de un sistema energético colombiano más factible económicamente, equitativo y coherente desde la perspectiva medioambiental.

Formación precios del mercado que aseguren competitividad

CONCEPTOS EVALUADOS	Cumplimiento
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	
Continuidad del esquema de precios	SI
TRANSPORTE DE GAS NATURAL	
Estudio de una metodología tarifaria basada en un cargo estampilla	NO
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	
Definición de esquemas para la verificación del cumplimiento de la ejecución de obras, frente a los planes quinquenales de inversión de las empresas de distribución de gas, que se refleje en los costos del servicio	Por concretar
Identificación de la entidad que administre los recursos del FECF y la supervisión de los proyectos	Ejecutado

Fuente: PEN 2006 - 2010.

Ampliación de la cobertura: Una política de masificación

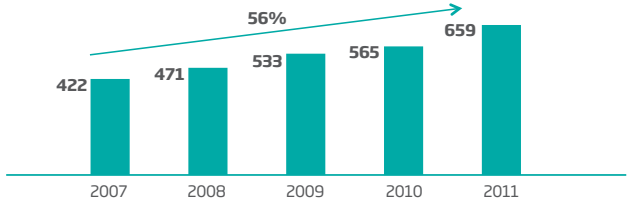
La política de masificación del gas natural, que tiene como propósito la ampliación de la cobertura, se puede afirmar ha sido exitosa en el cumplimiento de este objetivo del PEN, pues el crecimiento de los usuarios en los estratos socioeconómicos bajos de la población y de las zonas de influencia del sistema nacional de transporte de gas natural, presentó crecimientos importantes.

Usuarios residenciados de gas natural

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	Usuarios conectados en el periodo 2007-2011
Estrato 1	745,265	828,806	918,457	1,018,630	1,143,486	398,221
Estrato 2	1,699,239	1,868,275	1,989,657	2,142,951	2,318,850	619,611
Estrato 3	1,402,062	1,486,354	1,552,062	1,637,915	1,732,022	329,960
Estrato 4	405,458	442,758	469,699	520,671	562,014	156,556
Estrato 5	172,541	185,166	199,392	210,311	222,102	49,561
Estrato 6	110,529	119,364	125,555	134,916	142,839	32,310
Total	**4,535,094**	**4,930,723**	**5,254,822**	**5,665,394**	**6,121,313**	**1,586,219**
Variación anual	8.6%	8.7%	6.6%	7.8%	8.0%	
Variación periodo					47%	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Poblaciones con gas natural



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

TEMÁTICAS ESENCIALES POR CONCRETAR E IMPLEMENTAR

Seguridad en el abastecimiento y confiabilidad en el suministro

En vista de la incertidumbre que en los últimos años ha generado esta temática y consecuente con la expectativa de una fuerte declinación pronosticada en los campos de producción de La Guajira, principal fuente de suministro de gas natural del país en los años venideros, se han adelantado en el sector, a través de diferentes estamentos, una serie de estudios que plantean posibles soluciones para afrontar esta problemática de la mejor manera, los cuales sirvieron de apoyo a la CREG para emitir su propuesta de Resolución 054 de 2012.

Esta sección contiene: un resumen de tres de los principales estudios que se llevaron a cabo en el último año, la propuesta de resolución emitida por la CREG en tal sentido y la Resolución Minminas 181704 de 2011 que limita las exportaciones de gas natural. Los estudios tratados son: i) Estudio de Fedesarrollo, patrocinado por algunas generadoras térmicas del país e inversionistas del sector, ii) Estudio de la CREG y iii) Estudio dirigido por DNP - Minminas. En el siguiente cuadro se presenta un resumen del alcance y las conclusiones de estos estudios.

ENTIDAD GESTORA	NOMBRE DEL ESTUDIO	OBJETIVO	PRINCIPALES CONCLUSIONES
FEDESARROLLO por Fernando Barrera Rey y Otros	**1.** Necesidad de una política de seguridad de abastecimiento y confiabilidad del sector gas natural en Colombia: Impacto económico en la generación eléctrica. **2.** Desarrollo de una política de confiabilidad del sector gas natural en Colombia.	Contribuir al debate de las terminales de importación de LNG que se está llevando a cabo actualmente.	Se requiere la construcción de una planta de LNG en la Costa Caribe (Cartagena), para ello se debe: **1.** Emitir un documento Conpes que establezca esta necesidad y dé instrucciones a los entes estatales para que contribuyan a su realización. **2.** Diseñar y calcular un cargo por confiabilidad que permita la viabilización de la terminal.
CREG por SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados	**1.** Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización. **2.** Actualización del estudio anterior y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicio asociados a la infraestructura de suministro de los campos de producción .	Identificar en qué medida el resto de la demanda (distinta de la generación térmica) se beneficiaría con los proyectos de infraestructura de importación de LNG, a fin de determinar el nivel del cargo de confiabilidad y su distribución entre usuarios del sistema eléctrico y del sistema de gas natural.	Se requiere la instalación de dos plantas de LNG, una en el Caribe y otra en el Pacífico, sus capacidades se deben estudiar con mayor profundidad **1.** La planta del Caribe es más eficiente como respaldo de las generaciones de seguridad del sistema eléctrico. **2.** La planta del Pacífico es más eficiente para la confiabilidad del sistema de gas natural.
DNP - Minminas por Unión Temporal Consultores Independientes	Proyecto para la importación de Gas Natural Licuado.	Asegurar abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural a través de proyecto de importación de LNG.	Los lugares con mejor calificación de características físicas y ambientales para la construcción de un puerto para importar gas son, en este orden, los del Golfo de Morrosquillo, el Golfo de Urabá y Cartagena en el Caribe y el de Buenaventura en el Pacífico.

A continuación se presenta una reseña con mayor detalle sobre estos estudios.

Fedesarrollo

En la primera parte de este estudio, entregado a finales de 2011, los autores identificaron dos problemas muy serios que impiden el desarrollo del sector gas natural en Colombia:

1. No se cuenta con una oferta comercial suficiente para suplir la demanda de flexibilidad de largo plazo del sector térmico de generación (seguridad de abastecimiento).

2. No se presta un servicio de confiabilidad para los usuarios de gas natural en el día a día (confiabilidad en el suministro).

A su vez, señalaba que en la actualidad el abastecimiento de gas no satisface la demanda en situaciones estables (la punta de demanda en fenómenos de El Niño) ni en situaciones de contingencia en las redes de transporte o de suministro, concluyendo que el sector adolece de una oferta flexible.

El estudio propone la importación de LNG a través de la construcción de una planta en la Costa Caribe (Cartagena); sin embargo, reconocen los autores que esta solución no resultaría de la libre iniciativa de los inversionistas del sector gas ni del sector eléctrico, correspondiéndole al Estado hacerla viable a través de una política pública.

En la segunda entrega de este estudio, llevada a cabo a finales de febrero de 2012, se analizó la forma que puede tomar esta política pública de manera que el país no tenga que incurrir en los costos de dejar al mercado actuar en presencia de una falla, proponiendo, básicamente:

1. Documento CONPES que establezca, entre otros, la necesidad de la terminal, que se den las instrucciones a los entes estatales para hacer realidad esta infraestructura y permita dar trámite de urgencia en lo que respecta a sus licencias ambientales.

2. Proyecto de participación público-privada en la que no se comprometen recursos del presupuesto.

3. Pago por continuidad a los sectores de gas y eléctrico al que puedan acceder los promotores de la terminal.

4. Que los generadores térmicos firmen contratos con la terminal bajo plazos de unos 15 a 20 años para asegurar una demanda de la terminal en el largo plazo.

A continuación se muestran algunas cifras relevantes para el sector gas natural ofrecidas por los autores del estudio:

Costos del proyecto

ACTIVOS TERMINAL	MM $US
Muelle	42.5
Tanque de almacenamiento	120.0
Planta de regasificación	175.0
Total terminal	**337.5**

Fuente: Fedesarrollo.

Pago anual de los costos fijos de la terminal

BENEFICIARIOS	Pago anual (MM$US)	%
Sector eléctrico	9.3	10%
Sector de gas afectado	12.2	13%
Demanda de flexibilidad	7.0	8%
Térmicos de la Costa	62.0	69%
Total terminal	**90.5**	**100%**

Fuente: Fedesarrollo.

Consorcio Itansuca - Freyre & Asociados

En el año 2008, este consorcio argentino fue contratado por la ANH, Minminas y la CREG, para llevar a cabo un estudio que determinaría alternativas técnicas que asegurasen la continuidad y confiabilidad del suministro de gas natural. Durante este estudio y en fechas posteriores, el Gobierno Nacional expidió una serie de normativas que fueron cambiando las bases y los sustentos sobre los cuales se desarrolló el mismo. De acuerdo con estos antecedentes, la CREG, a comienzos de 2011, estimó necesario actualizarlo de tal manera que se tuvieran en cuenta los siguientes aspectos:

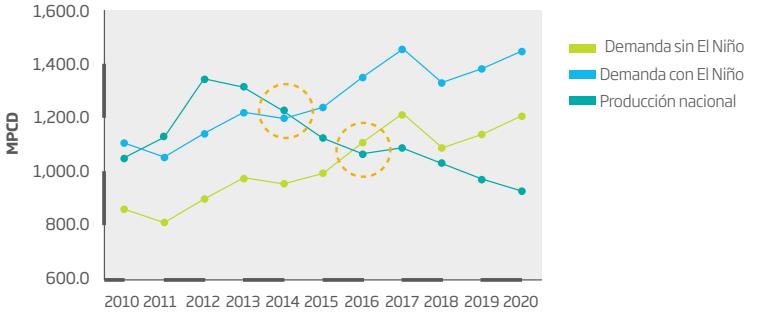
- Considerar las nuevas disposiciones de política y regulación en relación con las exigencias de confiabilidad de los agentes.
- Analizar las alternativas que vienen estudiando los agentes e inversionistas para la construcción de plantas de LNG.
- Incluir el impacto económico de sustituir las generaciones por seguridad del sistema eléctrico de las plantas de generación térmica a diesel.
- Tener en cuenta las salidas de servicio en el sistema de transporte y producción de gas.
- Profundizar en las causas y el análisis de ingeniería para las salidas de mantenimiento programado de los campos de producción mayores de 30 Mpcd.

En este segundo informe se analizó la situación del sistema de gas natural en Colombia (Confiabilidad y Seguridad de Abastecimiento) con y sin la influencia de "El Niño" o "La Niña", para las condiciones de demanda y producción correspondiente a los años 2016 a 2020. Se estudiaron cuatro condiciones de infraestructura:

a. Sin plantas de LNG.
b. Una planta de LNG en el Caribe.
c. Un barco regasificador en el Pacífico.
d. Una planta de LNG en el Caribe y un barco regasificador en el Pacífico.

Se muestran a continuación algunas cifras presentadas por este estudio sobre las cuales se fundamentaron las recomendaciones finales que entregaron los consultores a la Comisión.

Demanda y producción de gas natural



Costo esperado de abastecimiento

UBICACIÓN	MMUS$/año				Ranking
	Año 2016	Año 2018	Año 2020	2016-2020	
LNG Caribe y Pacífico	3,259	3,347	3,903	3,488	1
LNG Caribe	3,280	3,886	4,072	3,560	2
LNG Pacífico	3,276	3,517	4,287	3,676	3
Sin LNG	3,518	3,794	4,724	3,990	4

Fuente: Itansuca.

En la tabla anterior se muestra que la solución más económica considerando el promedio del costo de abastecimiento de los años 2016 a 2020 es contar con ambas instalaciones de LNG. Estas plantas, que son requeridas por una cuestión de seguridad de abastecimiento, se convierten en la inversión más conveniente como solución de confiabilidad para el sistema de gas natural.

Propuesta de instalaciones de regasificación

	Costa Caribe	Costa Pacífica
Demanda	400 Mpcd	262 Mpcd
Tanque de almacenamiento	160,000 m^3	160,000 m^3
Capex	$USMM 352	$USMM 516
Opex	$USMM 37/año	$USMM 21/año
Ubicación	Cartagena	Buenaventura

Fuente: Itansuca.

Las plantas de regasificación pueden utilizarse en el sistema de generación eléctrico para:

a. Respaldar las generaciones de seguridad durante años normales.
b. Respaldar las obligaciones de energía firme -OEF- para generación durante el fenómeno de El Niño.

En este estudio, como respaldo a la utilización del gas natural, se consideró la posibilidad de emplear combustibles líquidos y al comparar costos se obtienen los beneficios que se detallan en el siguiente cuadro en las columnas de sector eléctrico.

Otros beneficios de las instalaciones de LNG - MM$US/año

UBICACIÓN	Sector eléctrico		Sector gas
	Generación de seguridad (años normales)	Respaldo de OEF (época de "El Niño")	Confiabilidad
LNG Caribe	545.9	196.2	247.6
LNG Pacífico	70.9	139.2	292.50
LNG Caribe y Pacífico	616.8	335.4	343.80

Fuente: Itansuca.

Entre las recomendaciones finales entregadas por los autores del estudio se tienen:

- De confirmarse el pronóstico de caída de producción en Colombia, sería necesaria la instalación de plantas de LNG para cubrir el déficit entre oferta y demanda de gas natural. (particularmente durante el fenómeno de El Niño).
- Teniendo en cuenta el volumen esperado del déficit y la distribución geográfica de la demanda, la solución más conveniente con los datos actuales sería la instalación de dos plantas de LNG, una en el Caribe y otra en el Pacífico.
- Las instalaciones de LNG pueden utilizarse ventajosamente para respaldo de las generaciones de seguridad y de la oferta de energía firme -OEF-, para generación durante el fenómeno de El Niño del sistema eléctrico.
- Aún en condiciones de equilibrio entre oferta y demanda de gas natural, las plantas de LNG son una solución óptima para la confiabilidad del sistema de gas natural al incorporar fuentes de abastecimiento en ambos extremos del SNT de Colombia. La planta del Caribe es más eficiente como respaldo de las generaciones de seguridad del sistema eléctrico, mientras que la del Pacífico lo es en relación con la confiabilidad del sistema de gas natural.
- Estas instalaciones de LNG permitirían, además, mejorar la confiabilidad del sistema de gas natural. Por ejemplo, en el año 2016 una instalación de LNG en cualquiera de las dos costas posibilitará evitar entre 150 y 200 Mpcd de restricciones promedio anual al sector industrial. En presencia de cortes totales del sistema de transporte durante deslizamientos de suelos excepcionales entre Mariquita y el Valle del Cauca (caso año 2011) podrían evitarse también restricciones a usuarios residenciales por unos 474 Mpcd en un año promedio (esto último solo sería posible con una instalación de LNG en el Pacífico).
- La capacidad de almacenamiento de ambas instalaciones debería ser de unos 160,000 m^3 y la capacidad de regasificación como mínimo de 400 Mpcd para una planta en el Caribe (correspondiente a la máxima capacidad de generación de las centrales de la Costa) y de 262 Mpcd para un barco regasificador en el Pacífico (correspondiente a la máxima capacidad de generación de las centrales del interior). Se recomienda estudiar las ampliaciones de transporte requeridas para determinar si se justifica la ampliación de la capacidad de regasificación de ambas plantas a 500 Mpcd.

Unión Temporal (DNP - Minminas)

A través de este estudio, el DNP y Minminas encargaron a la Unión Temporal Consultores Independientes concretar un proyecto de importación de LNG con los siguientes alcances:

1. Identificación, análisis y calificación de condiciones de áreas físicas
2. Análisis de tecnologías disponibles y condiciones de operación
3. Análisis económico - financiero
4. Análisis legal y regulatorio

En el siguiente mapa se presenta la localización de sitios potenciales para el proyecto de LNG.

Fuente: Unión Temporal Consultores Independientes.

Después de evaluar características marinas y de tierra, facilidades portuarias y aspectos ambientales, los sitios potenciales que mejores puntuaciones obtuvieron fueron: la Bahía de Cartagena, el Golfo de Morrosquillo y el Golfo de Urabá.

En una segunda entrega de este estudio se deben concretar entre otros aspectos:

El análisis de tecnologías disponibles, en el cual se estudiarán operaciones de tipo :

- Off shore
- On shore
- Soluciones mixtas

El análisis económico - financiero del proyecto, que deberá manejar aspectos tales como:

- Costos de inversión, operación y mantenimiento y su remuneración
- Instalaciones portuarias
- Infraestructura de regasificación y almacenamiento
- Infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte de gas

En el análisis legal y regulatorio se deben tener en cuenta:

- Aspectos tributarios, arancelarios e impositivos
- Restricciones urbanísticas, ambientales y sociales
- Régimen legal para la construcción y operación de las instalaciones portuarias y de la infraestructura de importación de gas
- Esquemas contractuales de venta de combustible en el mercado internacional
- Aspectos regulatorios de la comercialización internacional del gas natural
- Conexión de la infraestructura de importación a la red de transporte por gasoductos

Adicionalmente, este estudio deberá resolver los siguientes interrogantes:

1. ¿Es viable la inversión y entrada en operación de una o varias plantas privadas?
2. ¿En ausencia de proyectos privados, podría el Estado llevar a cabo uno de libre acceso para atención de la demanda nacional?

Resolución CREG 054 de 2012 (Proyecto de criterios de confiabilidad y otros)

Por medio de esta normativa se hizo público un proyecto de resolución que establece los criterios de confiabilidad y las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural.

La CREG, después de analizar los estudios anteriores, presentó el 15 de junio de 2012, a consideración de los agentes del sector para sus comentarios, unas pautas para la concreción de los proyectos de infraestructura de almacenamiento y gasificación que permitan dar confiabilidad al SNT y recibir el gas importado. Inicialmente, se indican unas definiciones para la interpretación y aplicación de esta resolución:

Operador del servicio de confiabilidad de gas natural -OSC-: Persona jurídica que provee la infraestructura de almacenamiento y gasificación que posibilita dar el servicio de confiabilidad al SNT y recibir el gas importado, a través de un medio de transporte distinto de gasoductos, y entregarlo al SNT. Puede ser parte de un grupo empresarial que desarrolle otras actividades del sector eléctrico o de gas natural, pero su objeto social únicamente puede contemplar el desarrollo de las actividades de confiabilidad y comercialización de gas natural.

Confiabilidad en transporte: Inversiones en compresores y gasoductos redundantes orientadas al aumento de capacidad, no asociadas a atender nueva demanda.

Costos de restricción: Costo de sustitución de la demanda de gas que se raciona por cortes del servicio debido a interrupciones programadas o no programadas en la infraestructura de producción, transporte y distribución.

Costo de abastecimiento: El costo de abastecimiento de gas de un sistema durante un periodo dado es la suma de:

- Precio de gas en los puntos de inyección por el volumen total de gas inyectado al sistema de gas en estudio.
- Cantidad de gas transportado por las tarifas de transporte.
- Cantidad de gas no suministrado por costo de restricción.
- Valor de amortización de las inversiones en confiabilidad y sus costos de operación.

Criterio de confiabilidad: Alcanzar la reducción de los costos de restricción causados por la no prestación continua del servicio al usuario final en un sistema de gas, hasta por un monto igual al costo de la inversión en aumento de la continuidad del servicio. En caso de una inversión con mayor costo que el de las restricciones se optará por un mercado de cortes que se desarrollará conforme a lo dispuesto en el artículo 5 del Decreto 2100 de 2011.

Periodo de transición: Periodo para el cual la CREG hace una aprobación transitoria de proyectos en confiabilidad. Se estima que la primera evaluación de proyectos en confiabilidad fuera de la transición, se producirá en enero de 2013.

Sistema de abastecimiento de Gas: Conjunto de infraestructura de transporte, infraestructura de confiabilidad, puntos de inyección al sistema de transporte y nodos de demanda.

Proyectos aprobados para periodo de transición	
1	Planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 Mpcd con un tanque de almacenamiento de 160,000 m^3. Punto de inyección (Cartagena, Bolívar).
2A	Terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la costa Pacífica con capacidad de almacenamiento de 160,000 m^3 y capacidad de vaporización de 262 Mpcd.
2B	Gasoducto conectado al SNT en Yumbo (Valle) (125 km y 24 pulgadas).

Fuente: CREG.

Se consideran proponentes iniciales las personas que presentaron estos proyectos a la CREG, con anterioridad a esta resolución.

El valor a remunerar por inversión y gastos AOM de esta infraestructura se determinará mediante un concurso que establece, entre otros aspectos, los siguientes:

1. El proponente inicial suministrará los estudios en etapa de prefactibilidad + 30% y el diagnóstico ambiental de alternativas, este último, en caso de que se cuente con él. Para ello dispondrá de un plazo de 15 días hábiles a partir de la entrada en vigencia de esta resolución.

2. La CREG abrirá un concurso por 4 meses en el que otros interesados en ejecutar el proyecto propuesto por el proponente inicial podrán presentar sus ofertas. El proponente inicial podrá competir con todos los demás interesados.

3. El valor máximo del proyecto será propuesto por el proponente inicial en la misma fecha de entrega de los estudios.

4. Al oferente de menor valor, la CREG le asignará el ingreso regulado por el servicio de confiabilidad, lo cual se hará a través de otra resolución. En todo caso, para la asignación del ingreso regulado de los proyectos 2A y 2B, debe cumplirse la condición de que ambos hayan sido adjudicados.

5. Si el adjudicatario es distinto del proponente inicial, el primero deberá pagar al segundo el 1.5% del valor máximo del proyecto, como retribución por la estructuración del proyecto. Adicionalmente, deberá reconocerle otro 1.5% del valor de inversión si el proponente inicial presenta la licencia ambiental un mes antes del cierre del concurso.

La CREG determinará en otra resolución la forma en que las plantas de gas natural importado -GNI- y el gasoducto Buenaventura-Yumbo serán remunerados por su servicio de seguridad de abastecimiento o de confiabilidad prestado a:

a. Demanda de gas natural asociada a generaciones de seguridad del sector eléctrico: Se le establecerá un ingreso regulado por un periodo de 20 años.

b. Demanda de gas natural para respaldar obligaciones de energía firme -OEF- del sector eléctrico: A través de contratos bilaterales entre cada planta térmica a gas natural que se acoja a la opción de GNI y el OSC que represente a la respectiva planta GNI.

c. Demanda del sector gas natural, sin incluir la de los literales a y b: Los proyectos de GNI y el gasoducto Buenaventura - Yumbo se remunerarán a través de un ingreso regulado por un periodo de 20 años que fijará la CREG.

Estos tipos de demanda beneficiada por los proyectos aprobados para la transición, participarán en los costos de inversión y de operación de los proyectos en las proporciones que se establecen en la siguiente tabla. A su ve,z tendrán derecho en todo momento a la capacidad de almacenamiento y volumen de vaporización de cada una de las plantas de GNI y de capacidad de transporte en firme para el gasoducto Buenaventura-Yumbo en la misma proporción.

Participación de demanda beneficiada con proyectos de confiabilidad para transición

PROYECTO	Generaciones de seguridad	Demanda de gas	Sector termoeléctrico	Total
Proyecto GNI en el Caribe	42%	21%	38%	100%
Proyecto GNI en el Pacífico	0%	52%	48%	100%

Fuente: CREG 054 de 2012.

Dentro de los 3 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, los transportadores deberán presentar a la CREG proyectos encaminados a garantizar la bidireccionalidad requerida en sus gasoductos para la operación de las plantas de GNI. Con base en esta información, la CREG determinará en resolución aparte la remuneración aplicable a la garantía de bidireccionalidad de los gasoductos.

Disposiciones aplicables a los proyectos de inversión en confiabilidad para periodos posteriores al periodo de transición

La CREG estima que, en caso de requerirse, la primera evaluación de proyectos en confiabilidad fuera de la transición, se producirá en enero de 2013.

La evaluación de las inversiones por confiabilidad se fundamentará en un análisis beneficio-costo. Un proyecto de inversión en confiabilidad será aceptable si, conforme a la metodología referida en esta resolución, cumple con el criterio de confiabilidad.

Los productores-comercializadores, transportadores y distribuidores reportarán trimestralmente al SUI la información de las interrupciones y esta será utilizada por la CREG para alimentar una base de datos con la historia de confiabilidad del sistema de gas natural.

En lo que respecta a los esquemas de participación y remuneración de las inversiones en confiabilidad se estipula que:

1. En caso de que el proyecto sea un compresor redundante de la actividad de transporte en el SNT o un proyecto de distribución inmerso en mercados relevantes, los beneficiarios directos del proyecto serán los usuarios de la respectiva actividad y lo pagarán así:

a. Compresores redundantes en transporte:

La CREG definirá el valor de la inversión por confiabilidad y los gastos AOM conforme a la metodología de comparación de la Resolución CREG 126 de 2010, sin acotar la inversión por factor de utilización. El proyecto deberá ser presentado y desarrollado por el transportador que cuente con cargos aprobados en el tramo del SNT correspondiente.

Se determinará un cargo por el concepto de confiabilidad de la actividad de transporte, el cual podrá ser cobrado por el transportador a sus remitentes conforme a los riesgos asumidos por él y el remitente en los contratos para la remuneración del servicio de transporte. Para el periodo tarifario siguiente, las inversiones y los gastos AOM del proyecto serán remunerados a través de la metodología para determinación del cargo de transporte que la Comisión establezca.

b. Proyectos de confiabilidad de la actividad de distribución:

Se remunerarán conforme se establece en la propuesta de regulación de cargos de esta actividad para el próximo periodo tarifario.

Las compensaciones a pagar por parte del transportador y el distribuidor por la no prestación del servicio de confiabilidad asociado a los proyectos establecidos en los literales a y b de este numeral, se darán a través de la regulación aplicable a estas actividades.

2. En caso de que el proyecto sea una planta de GNI:

Deberá estar representado por un operador del servicio de confiabilidad de gas natural -OSC-. Los proyectos de GNI se remunerarán a través de un ingreso regulado que fijará la Comisión, el cual será recaudado por los transportadores del SNT que la CREG determine a través de contratos por servicio de confiabilidad entre los transportadores y las plantas GNI. Los remitentes de la red de transporte con contratos firmes de transporte y que son beneficiarios directos de los proyectos, deberán pagar este cargo a prorrata de su capacidad contratada en firme respecto del total en firme contratado en la sección del SNT que la CREG determine. Se contabilizará la capacidad contratada en firme desde el punto de entrada al punto de salida de cada remitente. El incumplimiento en el pago de este cargo al transportador será causal del corte del servicio al respectivo remitente.

3. Para gasoductos redundantes se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

El proyecto podrá ser presentado por un transportador nuevo o existente y se remunerará a través de un ingreso regulado que fijará la Comisión en resolución aparte.

La Comisión analizará cuáles son los beneficiarios del gasoducto redundante para establecer el ingreso regulado que estos deberán pagar al transportador ganador. Dicho ingreso regulado será recaudado por los transportadores del SNT que la CREG determine a través de un contrato por servicio de confiabilidad entre los transportadores y el representante del proyecto del gasoducto redundante. Los remitentes de la red de transporte con contratos firmes de transporte y que son beneficiarios directos de los proyectos, deberán pagar este cargo a prorrata de su capacidad contratada en firme respecto del total en firme contratado en la sección del SNT que la CREG determine. Se contabilizará la capacidad contratada en firme desde el punto de entrada al punto de salida de cada remitente. El incumplimiento en el pago de este cargo al transportador será causal del corte del servicio al respectivo remitente.

Resolución Minminas 181704 de octubre de 2011

El Gobierno Nacional, a través del Decreto 2100 de 2011, dispuso que el Ministerio de Minas y Energía debía diseñar un indicador que considerara, entre otros aspectos, las reservas de gas natural, el comportamiento de la demanda, las exportaciones e importaciones de gas. Esto con el propósito de limitar a los productores, productores-comercializadores y agentes exportadores la libre disposición de gas natural para exportación, cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas para consumo interno. Anteriormente, para controlar esta libre disposición para exportación se recurría al factor R/P de Referencia establecido por la Resolución Minminas 182349 de diciembre de 2009.

Por lo antes expuesto, Minminas estableció el 11 de octubre de 2011 la Resolución 181704, mediante la cual se fijaron las reglas para la exportación de gas natural colombiano y se estableció un indicador que determina cuándo es posible exportar el energético, basado en el potencial de producción y la demanda nacional. Sobre esa base, se podrán firmar nuevos contratos de exportación únicamente si el país cuenta con gas suficiente para cubrir las necesidades internas durante al menos 8 años.

A continuación se presentan algunos ítems de esta resolución que se consideran relevantes y unas definiciones para la interpretación y aplicación de la misma:

Demanda esperada nacional -DEN-: Corresponde al escenario probabilístico de demanda de gas natural proyectado por la UPME en Mbtu/día.

Demanda esperada para exportaciones -DEE-: Corresponde al escenario probabilístico de demanda para exportaciones de gas natural proyectado por la UPME en Mbtu/día.

Demanda total esperada -DTE-: Es la suma de demanda esperada nacional y la demanda esperada para exportaciones.

Importaciones totales de gas natural -IT-: Corresponde a la sumatoria de las cantidades importadas disponibles para la venta -CIDV- diarias promedio mes reportadas por los comercializadores de gas importado, en Gpc.

Índice de abastecimiento de gas natural -IA-: Indicador diseñado por Minminas a través de esta resolución y cuyo propósito se explicó anteriormente.

Potencial de producción nacional -PPN-: Es la sumatoria del potencial de producción declarado por los productores-comercializadores de gas natural en la declaración de producción prevista en el artículo 9 del Decreto 2100 de 2011 en Mbtu/día.

El índice de abastecimiento de gas natural -IA- se calcula bajo la siguiente formulación:

$$IA_t = K_t \frac{CD_t}{CMR_t}$$

Donde:

K_t: Es un factor de conversión expresado en Mbtud - año/Gpc que corresponde a la relación entre Gpc y Mbtud por día considerando el poder calorífico ponderado nacional determinado con base en la declaración de los importadores a Minminas.

CD_t: Son las cantidades disponibles de gas natural en el año t, en Gpc

CMR_t: Es el consumo máximo de reservas de gas natural en el año t en Mbtu por día

A su vez, las cantidades disponibles de gas natural se determinan con la siguiente formulación:

$$CD_t = RPP_{t-1} + \beta_t \, IT$$

Donde:

RPP_{t-1}: Son las reservas probadas $_{t-1}$ + 0.5* reservas probables $_{t-1}$ en Gpc.

β_t: Probabilidad de que el agente importador cuente efectivamente con las cantidades importadas disponibles para la venta -CIDV- para el año t ($0 \leq \beta \leq 1$)

β_t = 0.5 , mientras que no se tenga registro de cantidades efectivamente importadas y portadas.

Una vez se cuente con al menos un año de registro de importaciones efectivamente realizadas, se calculará de la siguiente manera:

$$\beta_t = \frac{PCIR_{t-1}}{PCIC_{t-1}}$$

$PCIR_{t-1}$: Promedio anual de las cantidades a importar realmente vendidas del año inmediatamente anterior.

$PCIC_{t-1}$: Promedio anual de las cantidades a importar disponibles para la venta conforme a los contratos de importación del año inmediatamente anterior.

IT: Corresponde a la sumatoria de las cantidades importadas disponibles para la venta -CIDV- diarias promedio mes previstas a importar durante la duración del contrato de importación en Gpc considerando el poder calorífico del gas importado.

IT será igual a cero (0) mientras no se reporten importaciones para el año t por parte de los agentes.

El consumo máximo de reservas de gas natural se determina aplicando la siguiente fórmula:

$$CMR_t = \text{mínimo}\ (DTE_t\ ,\ PPN_t)$$

Donde:

DTE_t: Es la demanda total esperada para el año t en Mbtu por día.

PPN_t: Corresponde al potencial de producción nacional para el año t, en Mbtu por día, determinado con base en la información declarada por los productores y productores-comercializadores a Minminas.

El Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de garantizar el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible, estableció que los agentes exportadores solo podrán disponer libremente del gas natural para exportación cuando:

- El potencial de producción nacional para el año t sea mayor o igual a la demanda total esperada para ese mismo año y,
- El índice de abastecimiento de gas natural para el año t sea mayor o igual a 8 años.

La agenda regulatoria

El propósito de traer esta temática a colación nace de la incertidumbre generada en el sector por la demora en la expedición de algunas normativas y regulaciones sobre aspectos trascendentales para el desarrollo del sector gas natural. Revisiones periódicas, esquemas tarifarios de transporte y de distribución-comercialización, entre otros, son algunos de los temas en cuestión.

Normatividad: Artículo 124 a 127 de la Ley 142 de 1994 y Decreto 2696 de 2004

La divulgación y participación de las actuaciones de la CREG se encuentran reguladas a través del Decreto 2696 de 2004 expedido por el Ministerio de Comunicaciones. Se detallan a continuación las reglas mínimas que pretenden garantizar dichas actividades.

- Acceso a la información
  - La CREG debe informar ante particulares sobre su competencia, funciones, organigrama, expertos, director, procedimientos, trámites e información estadística de sus actuaciones.
  - La información reseñada en el ítem anterior debe estar disponible en físico y a través de mecanismos de difusión electrónica.
  - La Comisión debe suministrar directamente o a través del SUI, los formatos necesarios para cumplir con las obligaciones legales.
  - La CREG debe ilustrar, a través de medios electrónicos, las versiones de las leyes y los actos administrativos publicados en el Diario Oficial.
  - Es obligación anunciar la apertura de procesos de contratación, ya sea en la página web de la entidad o en el Diario Oficial.
- Agenda Regulatoria
  - La CREG está en la obligación de definir un plan estratégico para periodos mínimos de 5 años y una agenda regulatoria anual de carácter indicativo con el cronograma de los temas.
  - Los proyectos de dicha agenda deberán hacerse públicos antes del 30 de octubre de cada año, se dispone de 10 días para comentarios y la versión definitiva se publica antes de fin de año.
- Resoluciones de carácter general
  - Los proyectos de resolución de carácter general, con excepción de los relativos a fórmulas tarifarias, deben hacerse públicos con una antelación no inferior a 30 días a la fecha de expedición.
  - Los proyectos de fórmulas tarifarias deben seguir el procedimiento previsto en los artículos 124 a 127 de la Ley 142 de 1994, los cuales de igual forma se reglamentaron en este decreto. Este procedimiento se detalla en la siguiente sección de este capítulo.
  - La CREG está obligada a compilar cada 2 años, con numeración continua y divididas temáticamente, las resoluciones de carácter general que se hayan expedido, con el propósito de facilitar la consulta de la regulación vigente.
- Informe de gestión y resultados
  - La Comisión debe elaborar informe anual de rendición de cuentas.
  - Cada 3 años, el informe anterior debe incluir un impacto del marco regulatorio en su conjunto, su viabilidad, sostenibilidad y dinámica del sector respectivo.

Agendas regulatorias 2007 - 2012

A continuación se presenta un compendio de las agendas regulatorias publicadas por la CREG en los últimos 6 años con el fin de verificar el cumplimiento de estas en sus periodos respectivos, o en su defecto, tratar de establecer en qué periodos posteriores se dió cumplimiento a los items no cubiertos.

Entre las temáticas que mayor incumplimiento presentaron en el periodo objeto de verificación, ya sea porque no se emitió normatividad alguna por parte de la CREG o se presentaban proyectos que no se materializaron enseguida, se encuentran:

- Regulación de la actividad de revisiones periódicas de instalaciones internas de gas: en abril de 2011 se expidió un proyecto de Resolución (CREG 054 de 2011) y en julio de 2012 este tema seguía sin concretarse.
- Metodología para remuneración de actividad de transporte de gas natural para próximo periodo tarifario.
- Sistema de información del mercado de gas.
- Metodología para remuneración de actividad de distribución y comercialización de gas natural para próximo periodo tarifario.
- Fórmula de tarifas de costo unitario de gas natural.
- Gestor técnico.

Adicionalmente, se observa el caso de temas que se encuentran en la agenda de alguno de los periodos en cuestión y no vuelven a aparecer en las agendas de los años siguientes sin haber sido resueltos, como es el caso de:

- Esquema institucional.
- Comercialización independiente de gas.

Agenda regulatoria

TEMÁTICA A REGULAR	2007		2008	
	Agendado	Cumplimiento	Agendado	Cumplimiento
MERCADO DE GAS				
Esquema institucional	X	No se cumplió		
Comercialización independiente de gas	X	No se cumplió		
Reglamentación de mercado secundario de corto plazo	X	No se cumplió		
Coordinación gas - electricidad			X	No se cumplió
Sistema de información del mercado de gas			X	No se cumplió
Procedimiento para compras de gas (regulación transitoria)			X	Cumplido
Precios en boca de pozo			X	Cumplido
TRANSPORTE				
Metodología remuneración actividad de transporte próximo periodo tarifario	X	Presentó bases para estudio	X	No se cumplió
Revisión y complementación al RUT, calidad de producto	X	Cumplido	X	Cumplido
Coordinación gas - electricidad	X			
Flujo de información				
Solicitudes tarifarias	X	Cumplido	X	Cumplido
Revisiones de tarifas	X	Cumplido	X	Cumplido
Reglamentación participación de terceros en expansión del SNT			X	"Proyecto de resolución"
DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN				
Bases para la determinación de la metodología de remuneración actividad de distribución próximo periodo tarifario	X	No se cumplió	X	Cumplido
Solicitudes tarifarias	X	Cumplido	X	Cumplido
Revisiones tarifarias	X	Cumplido	X	Cumplido
Regulación de la actividad de revisiones periódicas de instalaciones internas de gas			X	No se cumplió

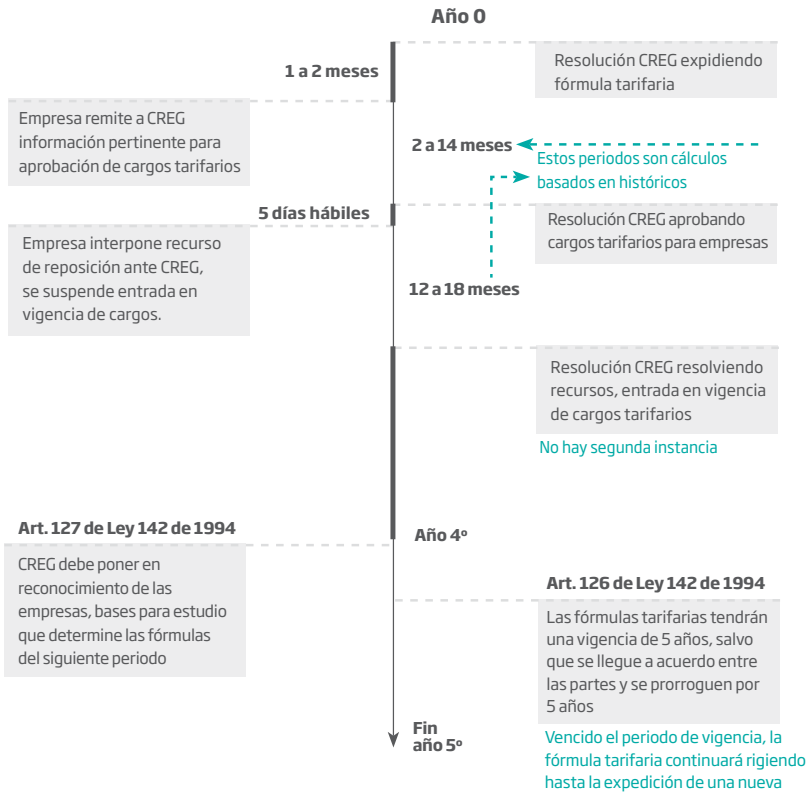
Agenda regulatoria

TEMÁTICA A REGULAR	2009		2010	
	Agendado	Cumplimiento	Agendado	Cumplimiento
MERCADO DE GAS				
Sistema de información del mercado de gas	X	No se cumplió	X	No se cumplió
Revisión integral del mercado de gas en Colombia			X	No se cumplió
Coordinación gas - electricidad			X	No se cumplió
"Fórmula de tarifas de costo unitario de gas natural"			X	No se cumplió
TRANSPORTE				
Metodología remuneración actividad de transporte próximo periodo tarifario	X	Presentó proyecto de resolución	X	Cumplido
Aprobación de cargos de transporte	X	Cargo a Progasur Sardinata - Cúcuta	X	No se cumplió
DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN				
Metodología de remuneración de la actividad de distribución	X	Presentó proyecto de resolución	X	No se cumplió
Metodología de remuneración de la actividad de comercialización	X	No resuelto este año	X	Presentó proyecto de resolución
Regulación de la actividad de revisiones periódicas de instalaciones internas de gas	X	No se cumplió	X	Presentó proyecto de resolución
Confiabilidad			X	Pendiente
Actualización del Código de Distribución			X	No se cumplió
Aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas			X	Cumplido
Integración vertical de las actividades de transporte y distribución			X	No se cumplió

Agenda regulatoria

TEMÁTICA A REGULAR	2011		2012	
	Agendado	Cumplimiento	Agendado	Cumplimiento
MERCADO DE GAS				
Fórmula de tarifas de costo unitario de gas natural	X	No se cumplió		
Subastas	X	No se cumplió	X	
Estandarización de contratos	X	No se cumplió	X	
Normas sobre mercado secundario y corto plazo	X	No se cumplió	X	
Sistema de información del mercado de gas	X	No se cumplió		
Gestor técnico y/o de mercados de gas	X	No se cumplió	X	
Regulación de gas en boca de pozo	X	Cumplido	X	
TRANSPORTE				
Aprobación de cargos de transporte	X	Cumplido		
Revisiones de tarifas	X	Resolvió recurso Transoriente	X	Resolvió recurso Transgastol
Convocatorias para la expansión de infraestructura existente			X	
DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN				
Metodología de remuneración de la actividad de distribución	X	No se cumplió	X	
Metodología de remuneración de la actividad de comercialización	X	No se cumplió		
Revisiónes tarifarias	X	Cumplido		
Confiabilidad	X	Cumplido	X	
Aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas	X	Cumplido	X	
Revisión del Código de Distribución en relación con las revisiones periódicas	X	Proyecto de resolución		
Fórmula tarifaria de gas natural para el sector regulado			X	
Metodología del cargo de comercialización al sector regulado			X	
Protocolos del CNO gas			X	

Periodos teóricos en el proceso de formulación tarifaria



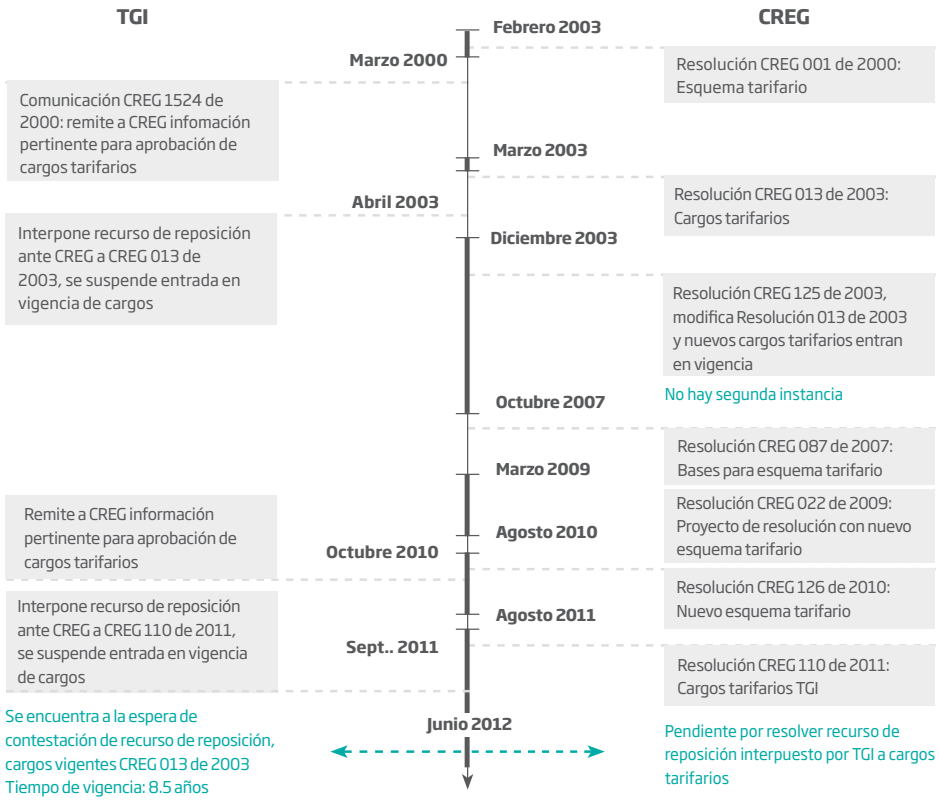
Los tiempos previstos por la norma que tienen las empresas, tanto para la entrega de información pertinente para aprobación de los cargos tarifarios (un mes), como los 5 días hábiles para interponer los recursos de reposición, se pudiesen considerar un poco estrictos, si se tienen en cuenta los tiempos posteriores en que incurre la Comisión para sus ejecuciones con esta información.

Después de que la Comisión resuelve los recursos de reposición interpuestos por las empresas para la revisión de los cargos, no existe una segunda instancia a la que estas puedan recurrir. Sobre este punto, las empresas del sector gas, a través de su agremiación, Naturgas, han venido insistiendo en la necesidad de instituir una segunda instancia ante un tercero que dirima tales controversias.

Desde el momento en que la CREG pone en conocimiento las bases para los estudios que determinen las nuevas fórmulas tarifarias, se presente el proyecto de resolución a consideración de los agentes, hasta que se expide la resolución definitiva con la nueva fórmula tarifaria, pueden estar pasando aproximadamente 3 años, mientras que, en teoría, el tiempo establecido para ello es de un año.

Al no existir un tiempo determinado para que la fórmula tarifaria expire, se plantea una situación de interinidad indefinida, la cual de alguna manera repercute en el desarrollo de las inversiones que las empresas han planeado.

Casos reales de procesos de formulación tarifaria de una transportadora - (TGI y Transmetano)



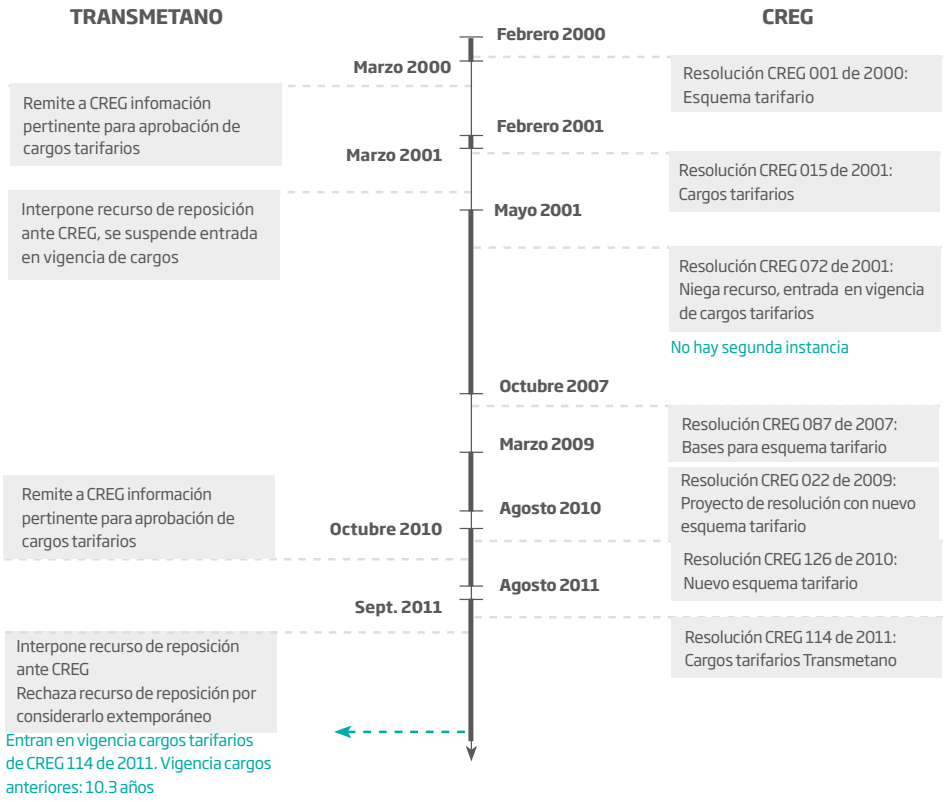
Se pretende con este ejercicio contrastar los tiempos teóricos transcurridos entre la expedición de dos esquemas tarifarios expuestos en la figura anterior, con los tiempos reales que se suceden en un proceso de estos. Para ello, se tomaron los casos de la expedición de cargos regulados de las empresas transportadoras TGI y Transmetano.

El periodo transcurrido entre las resoluciones CREG 001 de 2000 y CREG 126 de 2010, mediante las cuales se establecieron los esquemas tarifarios para la remuneración de transporte, es de 10.5 años. Como se puede apreciar, existe una gran diferencia entre el tiempo de expedición real y el tiempo teórico de 5 años, el cual se supone es la intención de la norma.

Para el caso particular de TGI, en esa época Ecogas, desde que se remitió la información pertinente para la aprobación de sus cargos tarifarios hasta que fue emitida la primera resolución de cargos pasaron 3 años.

Ahora bien, desde que entró en vigencia la Resolución CREG 125 de diciembre de 2003, hasta el cierre de este informe, junio 30 de 2012, han trascurrido 8.5 años, tiempo en el cual se ha venido aplicando el esquema tarifario de la CREG 001 de 2000.

El programa de inversiones proyectadas presentado por TGI alcanza la cifra de US$ 279 MM. Su ejecución se encuentra paralizada hasta tanto la CREG no se pronuncie con respecto al recurso de reposición interpuesto por la empresa en septiembre de 2011 a la Resolución CREG 110 de 2011, mientras tanto TGI seguirá aplicando los cargos regulados establecidas en la Resolución CREG 013 de 2003.



Para la expedición de los cargos tarifarios de Transmetano, después de remitida la información pertinente en los dos esquemas tarifarios aquí analizados, la Comisión se ha tomado aproximadamente de 11 a 12 meses.

Para el caso de Transmetano, desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de mayo de 2001, hasta la entrada en vigencia de la nueva resolución de cargos tarifarios, CREG 114 de septiembre de 2011, trascurrieron un poco más de 10 años.

Con respecto a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 114 de 2011 sucedió algo muy particular, Transmetano interpuso un recurso de reposición sobre esta resolución, el cual fue considerado extemporáneo por la Comisión, ya que según esta entidad no fue presentado en los cinco días hábiles siguientes, razón por la cual esta resolución entró en vigencia inmediatamente. No obstante todo lo anterior, Transmetano interpuso una acción de tutela, la cual le fue fallada en contra, decisión que fue impugnada por esta empresa y actualmente se encuentra a la espera del fallo.

Periodos de vigencias de la metodología tarifaria de transporte

Empresas transportadoras		Esquema tarifario bajo Resolución CREG 001 de 2000						Esquema tarifario bajo Resolución CREG 026 de 2010				
		Resolución inicial			Resolución definitiva			Resolución inicial			Resolución definitiva	
		CREG	Fecha expedición	Recurso reposición	CREG	Inicio vigencia	No. años (**)	CREG	Fecha expedición	Recurso reposición	CREG	Inicio vigencia
Progasur	Neiva - Hobo	014	Feb-2001	Si - negado	014	Sep-2001	**10.5**	112	Ago-2011	Si - por resolver		
	Flandes - Ricaurte	059	Jun-2003	No	059	Jun-2003	**8.2**					
	Guando - Fusagasugá	041	Jul-2006	No	041	Jul-2006	**6.0**					
	Jamundí - Popayán	139	Nov-2008	No	139	Nov-2008	**<5 años**	No aplica				
	Sardinata - Cúcuta	087	Sep-2009	Si - modificado	135	Oct-2009	**< 5 años**	Aún vigente esquema regulatorio anterior				
Promigas		018	Feb-2001	Si - modificado	014 de 2002 070 de 2003	May-2002	**10.2**	117	Ago-2011	Si-por resolver		
TGI	Cogua - Mosquera (antes Transcogas)	013	Mar-2003	Si - modificado	125 de 2003	Feb-2004	**8.5**	110	Ago-2011	Si-por resolver		
		017	Feb-2001	Si - modificado	043	Feb-2002	**10.1**					
Transmetano		015	Feb-2001	Si - negado	015	Jun-2001	**10.3**	114	Ago-2011	No (*)	114	Sep-2011
Transgastol		077	Nov-2002	Si - modificado	089	Sep-2003	**8.5**	113	Ago-2011	Si-modificado	018	Feb-2012
Transoccidente		035	Mar-2004	Si	071	Sep-2004	**7.9**	115	Ago-2011	Si-por resolver		
Transoriente	Barrancabermeja - Bucaramanga	016	Feb-2001	No	016	Feb-2001	**10.8**	111	Ago-20111	Si-modificado	195	Dic-2011
	Gibraltar -Bucaramanga	044	Jun-2007	Si - modificado	142	Oct-2010	**<5 años**	No aplica Aún vigente esquema regulatorio anterior				
					Promedio		**9.1**					

Nota: Indica resolución vigente.

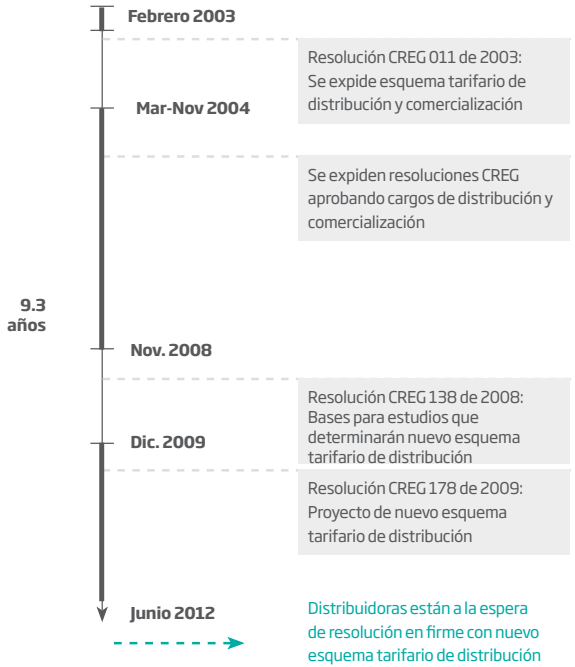
(*) Se presentó recurso, fue declarado extemporáneo por CREG.

(**) Para este cálculo se toma junio 30 de 2012 como fecha final.

Periodos de vigencias de la metodología tarifaria de distribución

Empresas distribuidoras	Esquema tarifario bajo Resolución CREG 001 de 2000					
	Resolución inicial			Resolución definitiva		
	CREG	Fecha expedición	Recurso reposición	CREG	Inicio vigencia	No. años (**)
Alcanos	042	Jun-2004	No	042	Ago-2004	**8.1**
EPM	022	Mar-2004	Si-modificado	087	Dic-2004	**7.5**
Gas Natural	033	Mar-2004	No	033	May-2004	**8.1**
Gases de La Guajira	027	Mar-2004	No	027	May-2004	**8.1**
Gases de Occidente	045	Jun-2004	No	045	Jul-2004	**8.2**
Gases del Caribe - Promigas	086	Nov-2004	Si-negado	086 de 2004	Ene-2005	**7.4**
Gasoriente	021	Mar-2004	No	021	May-2004	**8.1**
Llanogas	049	Jun-2004	No	049	Jul-2004	**8.2**
Surtigas	030	Mar-2004	No	030	May-2004	**8.1**
Gases del Oriente	032	Mar-2004	Si-modificado	011	Feb-2005	**7.3**
					Promedio	**8.0**

Nota: Indica resolución vigente.
(*) Para este cálculo se toma junio 30 de 2012 como fecha final.



CIFRAS DEL SECTOR

Exploración y reservas

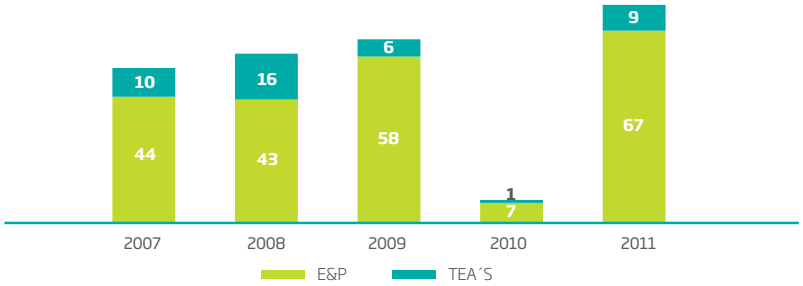
Actividad exploratoria

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
SÍSMICA - KM EQUIVALENTES	**9,970**	**16,286**	**20,117**	**25,965**	**23,963**
ANH directo	0	492	1,309	170	0
Otros contratantes	**9,970**	**15,794**	**18,809**	**25,795**	**23,963**
Privados bajo contrato ANH - E&P	8,392	14,108	16,985	25,213	23,768
Ecopetrol - ANH	152	399	1,197	196	194
Ecopetrol (directo)	0	476	0	0	0
Ecopetrol (asociados)	1,427	811	627	386	0
Contratos firmados	**54**	**59**	**64**	**8**	**76**
Variación anual	23%	9%	8%	(88%)	850%
Variación periodo					41%

Fuente: ANH.

Actualmente en el país, en cuanto a actividad exploratoria se refiere, la modalidad contractual que se impone es la de exploración y producción -E&P-, de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-. Esta modalidad establece diferentes hitos para los contratos en producción y, conforme a estos, se presentan las siguientes etapas: descubrimiento, evaluación y explotación. Asimismo, para cada etapa se definen actividades a ejecutar por parte de las compañías titulares de los mencionados contratos.

Contratos firmados



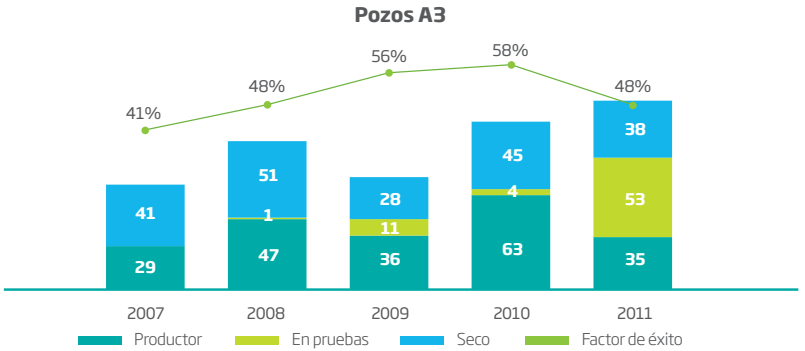
Fuente: ANH.

Con excepción del año 2010, en el cual los contratos firmados para la actividad exploratoria sufrieron una significativa disminución, los demás años del periodo en estudio presentaron cifras destacables.

Los contratos firmados en 2011, en su mayoría, son producto del proceso competitivo Ronda Colombia 2010, liderado por la ANH. En esta ronda, llevada a cabo el 8 de noviembre de 2010, se adjudicaron 78 bloques para la E & P y evaluación técnica de hidrocarburos -TEA-.

Pozos A3					
TIPO DE CONTRATO	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
ANH - E&P	43	65	52	87	109
Asociados	23	23	16	16	12
Convenio	0	0	7	9	5
Ecopetrol	4	11	0	0	0
Total	**70**	**99**	**75**	**112**	**126**
Variación anual	4%	41%	(24%)	49%	13%
Variación periodo					80%

Fuente: Ecopetrol, Universidad Nacional, ANH.



Fuente: ANH.

En desarrollo de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH y desde la creación de esta, a finales de 2003, se han realizado 16 descubrimientos de gas natural. Entre los más relevantes de esta nueva era tenemos:

CONTRATO	Empresa	Campo	Cuenca
Carbonera	Well Loging	Cerro Gordo	Catatumbo
Esperanza	Geoproducción Oil and Gas	Arianna, Katana y Cañaflecha	Valle Inferior del Magdalena - VIM
Guama	Pacific Stratus	Pedernalito	VIM
La Creciente	Pacific Stratus	La Creciente A y D	VIM
La Loma	Drummond	La Loma y Paujil	Cesar - Ranchería

Fuente: ANH.

Aun cuando las actividades exploratorias están orientadas a la búsqueda tanto de petróleo como de gas, en el transcurso de 2011 se perforaron 21 pozos exploratorios en las cuencas con mayor prospectividad para gas natural, como se detalla a continuación:

CUENCA	No. Pozos Exploratorios 2011
Catatumbo	5
Cesar Ranchería	2
Cordillera Oriental	8
Valle Inferior del Magdalena (VIM)	6
Total	**21**

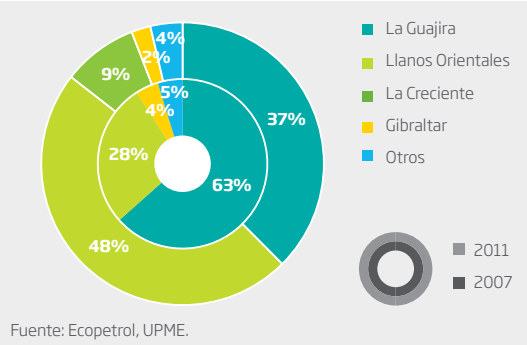
Fuente: ANH.

Distribución de reservas probadas de gas natural - Gpc

CAMPO / CUENCA		2007	2008	2009	2010	2011
La Guajira		2,375	2,129	2,170	1,949	2,050
Llanos Orientales		1,029	1,365	1,799	2,734	2,620
La Creciente		0	427	433	415	470
Gibraltar		164	141	199	198	120
Otros		177	322	136	109	200
Total reservas	**Gpc**	**3,746**	**4,384**	**4,737**	**5,405**	**5,460**
	Tpc	**3.75**	**4.38**	**4.74**	**5.41**	**5.46**
Variación anual		(14%)	17%	8%	14%	1%
Variación periodo						46%

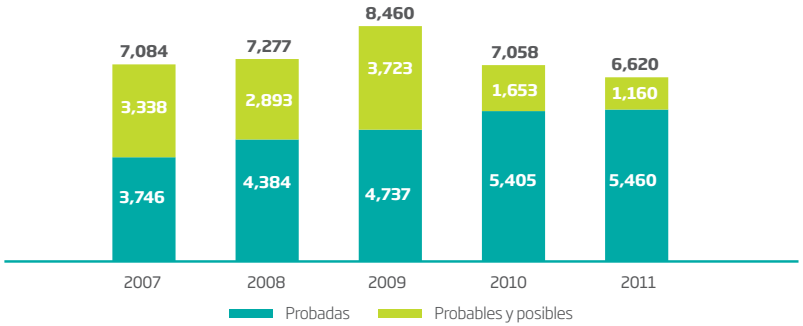
Fuente: Ecopetrol, UPME.

Reservas probadas de gas natural



Fuente: Ecopetrol, UPME.

Reservas totales de gas natural - Gpc



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, UPME.

Del total de reservas, actualmente el 82% corresponden a reservas probadas de gas natural, las cuales crecieron en el periodo 2007 - 2011 un 10% promedio al año.

En cuanto a la composición de las reservas totales, en el periodo en estudio, se aprecia un incremento en las cifras de las reservas probadas, el cual se debe a la reclasificación de reservas probables a reservas probadas. Adicionalmente, se observa a partir del año 2009 un descenso en las cifras de reservas probables y posibles como consecuencia de la poca incorporación de nuevas reservas, de las reclasificaciones y de ajustes estimados en las unidades de estas últimas.

Producción y suministro

Producción fiscalizada - Gpc						
CUENCA		**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Llanos Orientales		977	913	872	818	787
La Guajira		168	208	245	251	236
Valle del Magdalena		45	55	63	68	72
Medio		25	24	23	24	27
Superior		18	18	21	20	19
Inferior		2	14	19	24	25
Putumayo		7	5	3	4	5
Catatumbo		2	1	2	2	2
Total	**Gpc**	**1,200**	**1,182**	**1,185**	**1,143**	**1,102**
	Mpcd	**3,287**	**3,239**	**3,247**	**3,132**	**3,018**
Variación anual		(5%)	(1%)	0.3%	(4%)	(4%)
Variación periodo						(8%)

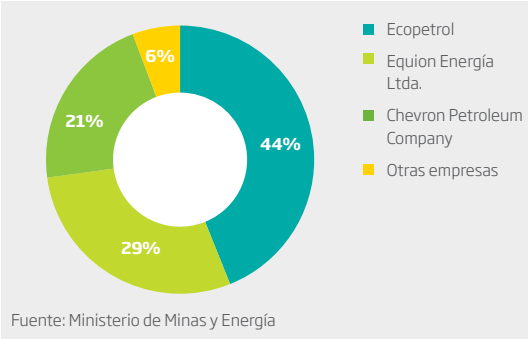
Fuente: Acipet, Ministerio de Minas y Energía.

La producción fiscalizada de gas natural de los Llanos Orientales muestra un descenso gradual a causa de la disminución del gas que se reinyecta en los campos de gas asociado a la producción de petróleo de Cusiana.

La producción de gas de La Guajira, destinada completamente al consumo, reflejó en el lustro analizado una tendencia creciente, con una leve disminución en 2011, en especial por el menor consumo de las termoeléctricas.

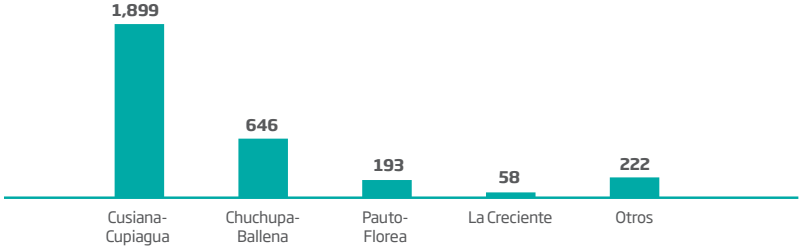
Producción fiscalizada de gas natural - 2011

Por empresa



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Por campos - Mpcd

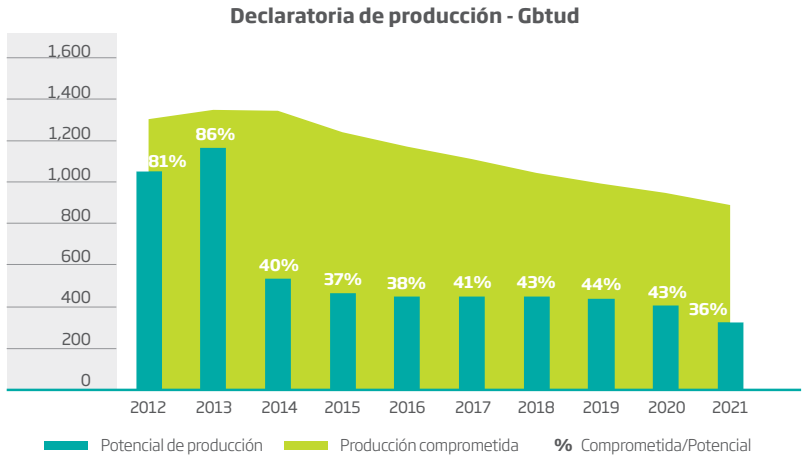


Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Declaratoria de producción - Gbtud

CAMPO	Poder calorífico Btu/Pc-	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
La Guajira	997										
Potencial de producción		654	661	575	475	415	355	297	246	201	143
Gas de operación		10	12	11	11	11	11	11	11	11	11
Producción comprometida		639	616	264	199	190	185	158	135	114	24
Cusiana	1,130										
Potencial de producción		305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Gas de operación		53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Producción comprometida		263	237	101	70	37	21	25	47	68	80
Cupiagua	1,125										
Potencial de producción		158	158	236	236	236	236	236	236	236	236
Gas de operación		46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Producción comprometida		15	129	17	38	79	136	159	161	161	161
Pauto y Floreña	1,200										
Potencial de producción		48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Gas de operación		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Producción comprometida		35	35	35	35	35	35	35	35	3	0
Gibraltar	1,060										
Potencial de producción		37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Gas de operación		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Producción comprometida		33	33	31	31	31	31	31	31	31	31
La Creciente	997										
Potencial de producción		48	80	80	84	80	80	80	80	80	80
Gas de operación		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Producción comprometida		44	77	61	61	46	14	14	0	0	0
Otros	1,623										
Potencial de producción		53	59	61	55	49	49	40	39	39	39
Gas de operación		23	25	23	21	15	15	14	9	7	2
Producción comprometida		20	37	27	30	29	28	28	28	28	28
Total	**1,078**										
Potencial de producción		1,303	1,348	1,343	1,240	1,171	1,110	1,044	992	947	889
Gas de operación		137	142	139	136	131	130	130	125	123	118
Producción comprometida		1,050	1,165	535	464	447	450	450	437	405	323

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



El Ministerio de Minas y Energía, por medio de la Resolución 124219 de 2012, publicó la declaratoria de producción certificada por los productores de gas natural. De acuerdo con las cifras publicadas, la producción comprometida de gas natural, en el año 2012, representaría un 81% del potencial de producción.

Como consecuencia de la declinación de los campos de La Guajira, a partir del año 2014, el potencial de producción inicia un descenso gradual aunque se resalta que el porcentaje comprometido de la producción se reduce considerablemente a un 40%, hecho que denota un escenario de disponibilidad para contratos de largo plazo.

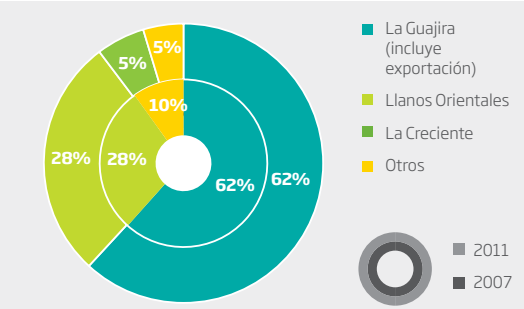
Suministro de gas natural - Mpcd

CAMPO / CUENCA		2007	2008	2009	2010	2011
La Guajira - Consumo nacional		459	423	486	525	432
Llanos Orientales		212	214	234	232	287
La Creciente		0	34	44	59	58
Otros		74	57	60	54	48
Subtotal	**Mpcd**	**745**	**727**	**823**	**870**	**825**
	Gpc	**272**	**265**	**300**	**318**	**301**
La Guajira - Exportación (Mpcd)		0	147	180	156	205
Total	**Mpcd**	**745**	**874**	**1,003**	**1,026**	**1,030**
	Gpc	**272**	**319**	**366**	**374**	**376**
Variación anual		6%	17%	15%	2%	0.4%
Variación periodo						38%

Fuente: UPME.

A pesar de que se habla de una inminente declinación de los campos de La Guajira a partir del año 2014, en la actualidad siguen aportando el 42% del total de la oferta nacional de gas natural. Sin embargo, se observa en los últimos años un incremento en la participación en esta oferta de los campos que se hallan en la cuenca de los Llanos Orientales, específicamente de Cusiana, Cupiagua y Pauto - Floreña.

Suministro de gas natural



Fuente: UPME.

Para 2012 se espera el aporte de proyectos importantes como el campo de Gibraltar en la cuenca del Catatumbo, el cual, con la culminación y entrada en operación del gasoducto para ser conectado al sistema nacional de transporte y junto con la planta de gas de Cupiagua, permitirá el crecimiento de la oferta de gas en el corto plazo.

Factor R/P - Reservas totales

CONCEPTO		2007	2008	2009	2010	2011
Reservas	Tpc	7.1	7.3	8.5	7.1	6.6
	Gpc	7,084	7,277	8,460	7,058	6,620
Producción	Gpc	272	319	366	374	376
	Mpcd	745	874	1,003	1,026	1,030
Factor R/P - Años		**26.1**	**22.8**	**23.1**	**18.8**	**17.6**
Variación anual		(9%)	(12%)	1%	(18%)	(7%)
Variación periodo						(32%)

Nota: La cifra de producción no incluye el gas reinyectado.

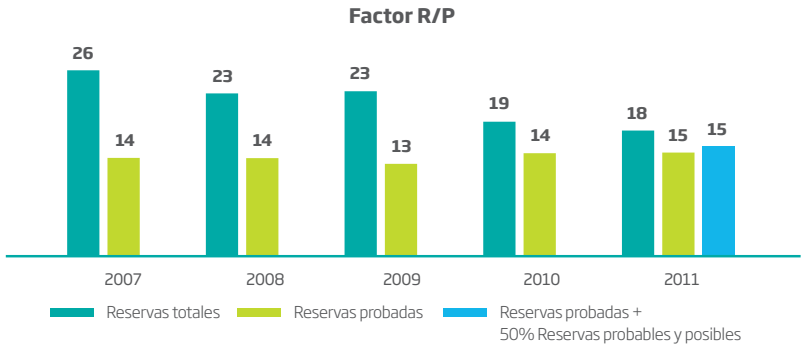
Fuente: Ecopetrol, UPME.

Factor R/P - Reservas probadas

CONCEPTO		2007	2008	2009	2010	2011
Reservas	Tpc	3.7	4.4	4.7	5.4	5.5
	Gpc	3,746	4,384	4,737	5,405	5,460
Producción	Gpc	272	319	366	374	376
	Mpcd	745	874	1,003	1,026	1,030
Factor R/P - Años		**13.8**	**13.7**	**12.9**	**14.4**	**14.5**
Variación anual		(19%)	(0,2%)	(6%)	12%	1%
Variación periodo						5%

Nota: La cifra de producción no incluye el gas reinyectado.

Fuente: Ecopetrol, UPME.



Fuente: Ecopetrol, UPME.
* Cálculo con base en lo dispuesto en la Resolución Minminas 18 1704 de 2011.

En la Resolución Minminas 181704 de octubre de 2011 se implementó un nuevo indicador de abastecimiento de gas natural para restringir las exportaciones en caso de que este se encuentre por debajo de 8 años. Este nuevo indicador al ser comparado con el factor R/P anterior, presenta las siguientes diferencias:

- Para el cálculo de reservas tiene en cuenta las probadas y el 50% de las probables.
- Adiciona a las cifras de reservas, los volúmenes de gas importados que se espera tengan lugar en el año en que se realice este cálculo, asignándoles a estas un factor de probabilidad.
- En vez de utilizar la producción, escoge el mínimo valor entre la demanda total esperada y el potencial de producción nacional.

Transporte de gas por gasoductos

Volúmenes de gas transportado

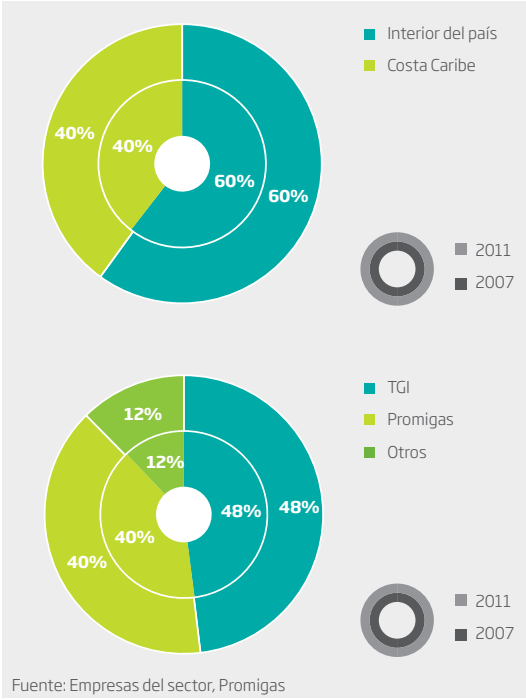
Gas transportado - Mpcd					
EMPRESA	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Interior del País	**456**	**469**	**496**	**524**	**528**
Coinobras	4	3	6	3	4
Progasur	2	2	2	2	3
TGI	364	371	396	422	420
Transgastol	6	8	11	11	13
Transmetano	35	35	34	37	41
Transoccidente	33	36	35	36	34
Transoriente	12	13	12	12	13
Costa Caribe - Promigas	**304**	**364**	**364**	**390**	**345**
Total	**760**	**832**	**860**	**915**	**873**
Variación anual	6%	10%	3%	6%	(5%)
Variación periodo					15%

Fuente: Resoluciones CREG, empresas del sector, Promigas.

En estos 5 años de estudio, el volumen de gas transportado en el interior del país muestra un crecimiento continuo; al comparar los años 2007 y 2011, el incremento es de 72 Mpcd.

Para el caso de la Costa Caribe, el volumen de gas transportado por Promigas mantiene una correlación directa con el consumo fluctuante del parque termoeléctrico ubicado en esta región. Caso concreto, el máximo histórico de 390 Mpcd de gas natural transportado por Promigas en 2010, fue en gran parte producto de los consumos de gas de las térmicas para afrontar el fenómeno de El Niño que afectó al país entre agosto de 2009 y junio de 2010.

Gas transportado en Colombia



Fuente: Empresas del sector, Promigas

Longitud del sistema nacional de transporte

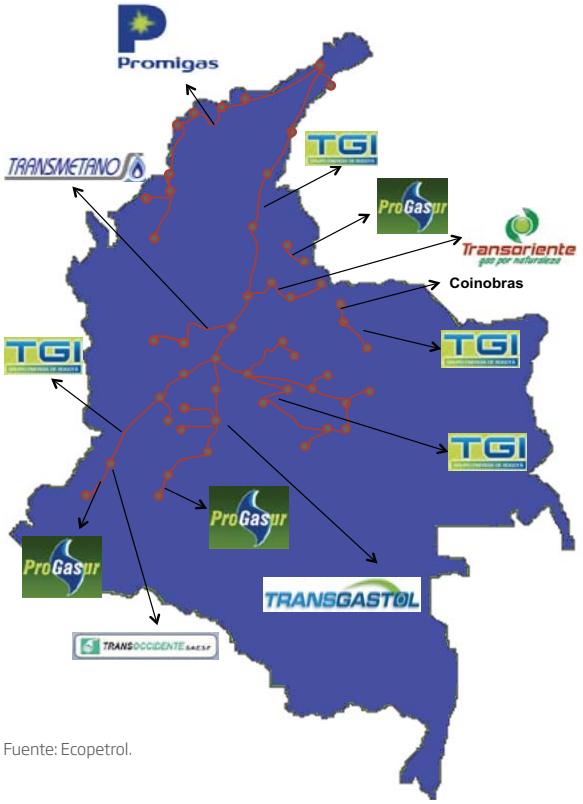
Red de gasoductos - Km					
EMPRESA	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Coinobras	18	18	18	18	17
Progasur	62	62	62	222	222
Promigas	2,101	2,188	2,188	2,363	2,363
TGI *	4,205	4,205	4,205	4,503	4,503
Transgastol	51	51	51	51	51
Transmetano	155	149	149	149	189
Transoccidente	11	11	11	11	11
Transoriente	158	158	158	157	333
Total	**6,761**	**6,842**	**6,842**	**7,474**	**7,690**
Variación anual	1%	1%	0%	9%	3%
Variación periodo					14%

Fuente: Resoluciones CREG, empresas del sector, Promigas.
(*) Los km de gasoductos de TGI incluyen los km de Transcogas.

En el transcurso del periodo analizado, Progasur desarrolló dos gasoductos: Cali- Popayán, cuya longitud es de de 117 km, en tubería de acero de 4 pulgadas y con una capacidad de 3.7 Mpcd, y Sardinata - Cúcuta, con una longitud de 68.2 km y una capacidad de 4.5 Mpcd.

Entre tanto, Transoriente construyó el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga con una longitud aproximada de 180 km, un diámetro de 12 pulgadas y una capacidad de 45 Mpcd, que servirá para transportar el gas desde los campos de Gibraltar hasta Bucaramanga y Barrancabermeja, cambiando el flujo del gas a través de los gasoductos existentes de propiedad de esta misma transportadora.

Sistema nacional de transporte de gas natural



Fuente: Ecopetrol.

Distribución y comercialización

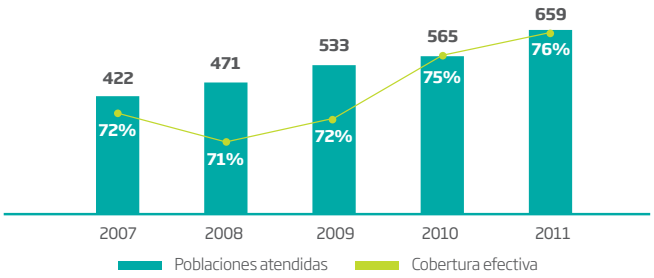
Cobertura

Cobertura de gas natural

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011
Empresas distribuidoras	31	30	28	28	28
Poblaciones atendidas	422	471	533	565	659
Población potencial	6,284,817	6,975,120	7,308,281	7,542,014	8,024,206
Residencial anillados	5,630,266	6,388,803	6,634,920	7,071,731	7,540,890
Usuarios conectados	4,611,866	5,015,381	5,347,657	5,767,942	6,230,286
Residenciales	4,535,094	4,930,723	5,254,822	5,665,394	6,121,313
Comerciales	73,747	81,497	89,655	99,205	106,181
Industriales	3,025	3,161	3,180	3,343	2,792
COBERTURA RESIDENCIAL					
Potencial	90%	92%	91%	94%	94%
Efectiva	72%	71%	72%	75%	76%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Poblaciones atendidas y cobertura de gas natural



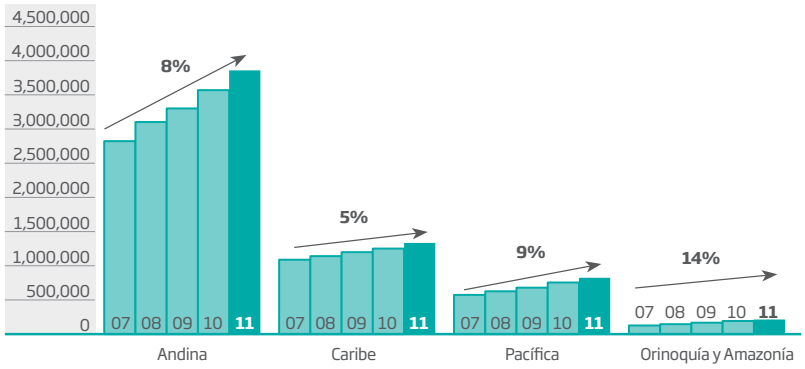
Empresas que atienden el mercado de distribución de gas natural

Usuarios de gas natural

	2007	2008	2009	2010	2011
Andina	2,822.848	3,102,315	3,301,466	3,568,777	3,857,966
Caribe	1,088,433	1,140,977	1,199,261	1,251,299	1,334,099
Pacífica	573,924	626,582	679,648	755,349	824,231
Orinoquía y Amazonía	126,661	145,507	167,282	192,517	213,990
Total usuarios	**4,611,866**	**5,015,381**	**5,347,657**	**5,767,942**	**6,230,286**
Variación anual	9%	9%	7%	8%	8%
Variación periodo					35%

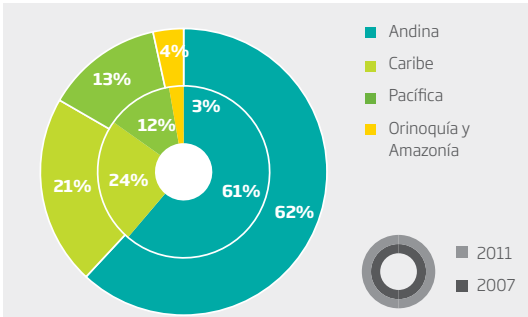
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Usuarios de gas natural



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Usuarios de gas natural



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Durante el periodo en estudio, 2007 - 2011, se conectaron 1,618,420 nuevos usuarios al servicio de gas natural en el país, de los cuales, 1,035,118, el 64%, corresponde a la Región Andina.

La Costa Pacífica fue la segunda región del país en incremento de nuevos usuarios en este periodo, con 250,307, como consecuencia de una mayor cobertura del servicio de gas natural en el departamento del Valle del Cauca y la llegada de este servicio al departamento del Cauca.

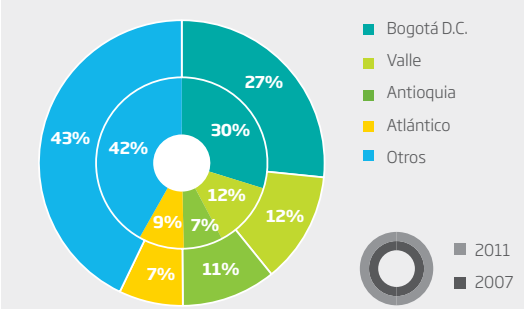
Si se considera el número de personas promedio por vivienda de acuerdo con cifras del DANE (4.4 personas periodo analizado), se puede concluir que 26,631,518 de colombianos, 58% de la población, tienen acceso al servicio de gas natural (con base en cifras a diciembre de 2011).

Usuarios de gas natural

DEPARTAMENTO	2007	2008	2009	2010	2011
Antioquia	340,851	439,132	462,666	566,501	665,890
Atlántico	395,538	410,562	429,299	436,354	452,382
Bogotá D.C.	1,373,794	1,449,089	1,522,346	1,590,163	1,657,607
Bolívar	222,878	232,540	241,033	253,836	273,212
Boyacá	74,272	81,435	91,004	101,028	115,016
Caldas	85,014	95,075	103,315	110,718	119,814
Casanare	27,769	37,700	41,946	45,484	50,000
Cauca	0	6,246	15,469	27,382	40,053
Caquetá	0	0	9,259	18,988	25,858
Cesar	95,783	103,484	111,098	118,224	130,965
Córdoba	114,383	120,363	126,721	136,627	146,943
Cundinamarca	189,908	216,348	237,995	259,285	290,894
Guaviare	0	0	0	1,302	2,333
Huila	114,461	131,604	137,704	143,330	154,130
La Guajira	57,534	61,169	65,809	71,178	75,216
Magdalena	118,537	125,459	134,808	140,590	156,402
Meta	98,892	107,807	116,077	126,743	135,799
Norte de Santander	65,960	67,146	71,634	83,194	95,802
Quindío	65,178	76,082	84,573	95,313	103,172
Risaralda	91,717	104,870	116,337	131,782	143,913
Santander	269,808	282,540	293,970	304,363	314,551
Sucre	83,780	87,400	90,493	94,490	98,979
Tolima	151,885	158,994	179,922	183,100	197,177
Valle	573,924	620,336	664,179	727,967	784,178
	4,611,866	**5,015,381**	**5,347,657**	**5,767,942**	**6,230,286**
Variación anual	9%	9%	7%	8%	8%
Variación periodo					35%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Usuarios de gas natural



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

El servicio de gas natural por redes está presente en 24 departamentos de los 33 que conforman el país, siendo solo 9 en los que este servicio público no se presta aún en sus municipios. De estos departamentos, 6 pertenecen a la Región de Orinoquía y Amazonía, 2 a la Costa Pacífica (Chocó y Nariño) y 1 a la Costa Caribe (San Andrés y Providencia).

Usuarios de gas natural

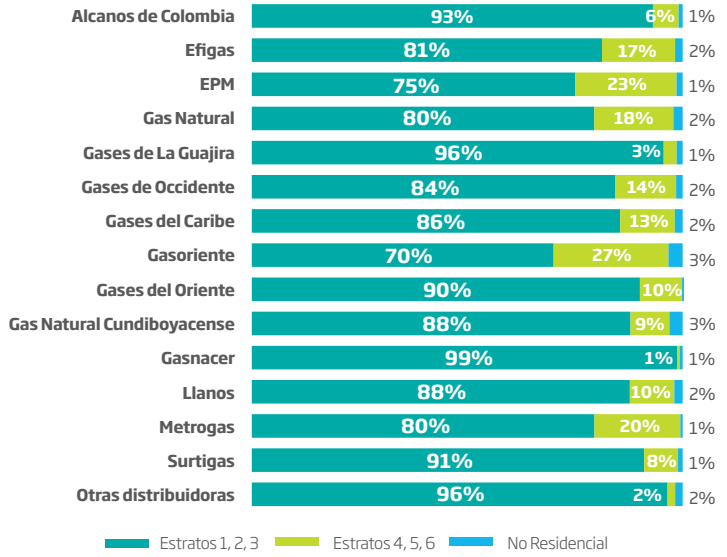
EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia	308,638	337,798	382,098	417,794	478,247
Efigas	230,103	263,286	290,129	322,462	349,974
EPM	332,183	417,545	435,537	533,966	627,308
Gas Natural	1,452,587	1,537,382	1,616,350	1,691,263	1,766,388
Gases de La Guajira	57,534	61,169	65,809	71,178	75,216
Gases de Occidente	573,924	620,336	672,534	738,538	796,945
Gases del Caribe	569,353	594,133	625,769	646,837	688,766
Gasoriente	171,212	176,033	225,970	232,177	239,342
Gases del Oriente	65,960	67,146	68,521	72,825	80,129
Gas Natural Cundiboyacense	149,829	168,525	188,263	207,923	227,747
Gasnacer	39,015	43,433	46,860	49,746	56,123
Llanogas	97,264	102,292	108,620	118,947	127,915
Metrogas	56,295	59,605	65,051	75,141	83,355
Surtigas	426,190	446,497	464,827	487,951	518,747
Otras distribuidoras	81,779	120,201	91,319	101,194	114,084
Total	**4,611,866**	**5,015,381**	**5,347,657**	**5,767,942**	**6,230,286**
Variación anual	9%	9%	7%	8%	8%
Variación periodo					35%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Gas Natural, EPM y Gases de Occidente, empresas que atienden a las tres grandes urbes del país, Bogota, Medellín y Cali, fueron las distribuidoras que mayor cantidad de usuarios conectaron en el periodo en estudio, con 313,801; 295,125 y 223,651, respectivamente.

Otras distribuidoras con crecimientos interesantes fueron Alcanos de Colombia, Efigas y Gases del Caribe, las cuales presentaron incrementos en usuarios conectados por encima de los 100 mil entre 2007 y 2011.

Usuarios de gas natural - 2011



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Al cierre de 2011, el 62% de los usuarios conectados al servicio de gas natural en Colombia se encontraban concentrados en 4 distribuidoras: Gas Natural, Gases de Occidente, Gases del Caribe y EPM. El 38% restante estaban diseminados en 24 distribuidoras, la mitad de estas con menos de 10,000 usuarios por empresa.

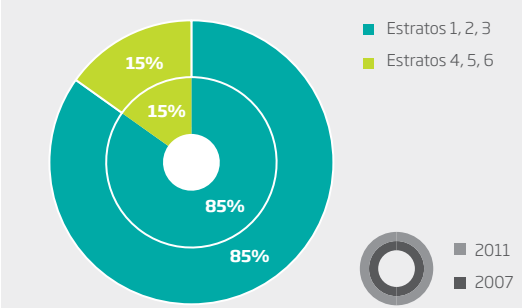
Usuarios residenciales de gas natural

ESTRATO	2007	2008	2009	2010	2011
Estrato 1	745,265	828,806	918,457	1,018,630	1,143,486
Estrato 2	1,699,239	1,868,275	1,989,657	2,142,951	2,318,850
Estrato 3	1,402,062	1,486,354	1,552,062	1,637,915	1,732,022
Estrato 4	405,458	442,758	469,699	520,671	562,014
Estrato 5	172,541	185,166	199,392	210,311	222,102
Estrato 6	110,529	119,364	125,555	134,916	142,839
Total	**4,535,094**	**4,930,723**	**5,254,822**	**5,665,394**	**6,121,313**
Variación anual	9%	9%	7%	8%	8%
Variación periodo					35%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Entre los años 2007 y 2011 se conectaron 1,347,792 usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos más bajos (1,2,3), cifra que corresponde al 83% del total de usuarios conectados en este periodo. Estos usuarios, a cierre de 2011, continuaban con una participación del 85% del total de usuarios de gas natural en Colombia, siendo este porcentaje el mismo desde hace aproximadamente 10 años.

Usuarios residenciales de gas natural



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Los planes de financiación a largo plazo ofrecidos por las empresas distribuidoras de gas natural y los subsidios otorgados por el Fondo Especial Cuota de Fomento -FECF- para el pago de los cargos por conexión e instalaciones internas, son algunas de las estrategias y políticas desarrolladas por las empresas del sector y el Gobierno que han hecho posible esta masificación del gas natural, considerada toda una revolución social por varios organismos internacionales, ubicando a Colombia en lugares de privilegio en cuanto al aprovechamiento de este combustible en beneficio de sus habitantes.

Gasoductos virtuales

Gracias a este sistema, más de 25,000 nuevos usuarios podrán contar con el servicio de gas natural sin la necesidad de tener conexiones de red. Por esta razón, el Gobierno hará un mayor énfasis en el desarrollo de proyectos de gasoductos virtuales, que según cifras entregadas por Naturgas, a septiembre de 2011, a través de este sistema en todo el país, se atendían 211,188 usuarios, en 49 municipios.

Gases de Occidente

Esta empresa inició su plan de gasoductos virtuales en el año 2009, atendiendo los municipios de Villa Rica, Puerto Tejada y Santander de Quilichao en el Cauca y Buenaventura en el Valle del Cauca. La mayoría de los volúmenes entregados a estos municipios, se concentran en los estratos 1,2 y 3.

Consumos Cauca - m³

SECTOR	2009	2010	2011
Residencial	**593,662**	**1,457,875**	**1,806,246**
Estrato 1	106,582	307,470	412,478
Estrato 2	302,837	715,263	897,867
Estrato 3	183,097	430,864	489,203
Estrato 4	1,146	4,278	6,698
Comercial	**14,981**	**79,808**	**123,593**
Industrial	**0**	**0**	**23,141**
Total	**608,643**	**1,537,683**	**1,952,980**
Variación		153%	27%
Variación periodo			221%

Fuente: Gases de Occidente S.A.

En el Cauca, en 2011, se dejó de atender por medio de este sistema el municipio de Puerto Tejada, en mayo de 2012 salió de igual manera Villa Rica, siendo conectados a la red de transporte. Se espera que el tercer municipio del Cauca atendido con gas virtual, Santander de Quilichao, salga también a finales del año 2012.

Para el año 2012, se tiene planeado entrar con gas virtual al municipio Calima - Darién, ubicado en el departamento del Valle del Cauca.

Consumos Buenaventura - m³

SECTOR	2009	2010	2011
Residencial	**35,201**	**1,472,342**	**3,733,654**
Estrato 1	6,283	616,814	2,204,433
Estrato 2	10,233	443,935	929,289
Estrato 3	14,932	358,133	543,417
Estrato 4	3,753	53,460	56,515
Comercial	**0**	**1,376**	**53,536**
Industrial	**0**	**5,456**	**18,173**
Total	**35,201**	**1,479,174**	**3,805,363**
Variación		4,102%	157%
Variación periodo			10.710%

Fuente: Gases de Occidente S.A.

Proyección de consumo para nuevo municipio - m³

MUNICIPIO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Darién	439,690	913,809	982,751	1,017,977	1,019,463
Variación		108%	8%	4%	0,1%
Variación periodo					132%

Fuente: Gases de Occidente S.A.

EPM

Esta compañía continúa en su proceso de masificación del gas natural, a través de su programa "gas sin frontera".

En la región, los primeros municipios con el sistema de gasoductos virtuales fueron: Guatapé, El Peñol, La Ceja, La Unión y El Retiro. En 2011 el servicio llegó a Yarumal, San Pedro de los Milagros, Entrerríos, Donmatías y Santa Rosa de Osos, en el norte. Se espera que en 2012, con las inversiones establecidas cercanas a los 5,100 millones de pesos, el municipio de Sonsón cuente con el servicio. Además, se proyecta llegar a la zona occidental del departamento de Antioquia, a municipios como Santa Fe de Antioquia, San Jerónimo, Sopetrán, Amagá y Ciudad Bolívar, a través de inversiones que superarán los 22,300 millones de pesos.

Surtigas

Esta empresa sigue impulsando el uso de este mecanismo para llevar gas natural a más municipios. Por medio de gasoductos virtuales hoy cuentan con el servicio municipios como: Tierralta y Valencia que entraron en el año 2010; y Mahates, Malagana, Sincerín, San Bernardo, Tarazá y Zambrano en el año 2011.

Consumos - m^3

MUNICIPIOS	Departamento	2010	2011
Mahates/Malagana/Sincerín	Bolívar	0	39,698
San Bernardo	Córdoba	0	157,899
Tarazá	Antioquia	0	5,710
Tierralta	Córdoba	23,820	405,607
Valencia	Córdoba	501	190,474
Zambrano	Bolívar	0	29,242
Total		**24,321**	**828,630**

Fuente: Surtigas.

Durante el año 2012 se espera conectar municipios como Arboletes, Necoclí, Cáceres, San Juan de Urabá, Zaragoza, El Bagre, Nechi, Segovia, El Jardín, Puerto Libertador, Moñitos, Los Córdobas, Puerto Escondido y Canalete.

Gas Natural Fenosa

Esta empresa suministra gas natural, a través de este sistema, a los municipios El Rosal y La Calera, en donde se atienden alrededor de 1,000 hogares en cada uno. Se prevé llegar a aproximadamente unos 1,000 hogares más en La Calera.

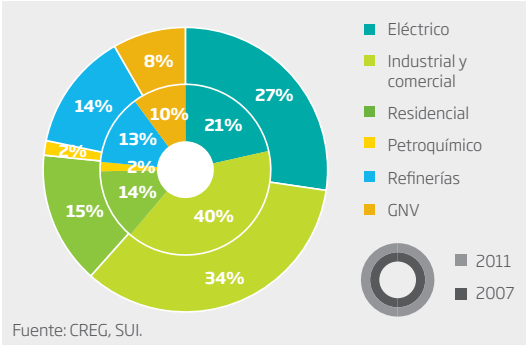
Demanda

Demanda de gas natural - Mpcd

SECTOR		2007	2008	2009	2010	2011
COSTA CARIBE		**304**	**294**	**359**	**390**	**343**
Eléctrico		127	120	203	230	182
Otros sectores		**177**	**174**	**157**	**160**	**161**
Industrial y comercial		117	113	93	97	92
Residencial		18	20	24	24	27
Petroquímico		10	10	10	11	12
Refinerías		14	13	12	12	14
GNV		18	18	18	16	16
INTERIOR DEL PAÍS		**427**	**429**	**451**	**471**	**440**
Eléctrico		30	14	64	65	32
Otros sectores		**397**	**415**	**387**	**406**	**408**
Industrial y comercial		174	188	166	177	176
Residencial		80	86	85	85	91
Petroquímico		3	2	1	1	1
Refinerías		84	79	76	87	91
GNV		56	60	59	56	49
Demanda Nacional	**Mpcd**	**731**	**723**	**810**	**861**	**783**
	Mm³	**7,555**	**7,473**	**8,374**	**8,899**	**8,093**
Exportaciones - Mpcd		0	147	180	156	205
Total Demanda	**Mpcd**	**731**	**870**	**990**	**1,017**	**988**
	Mm³	**7,555**	**8,990**	**10,231**	**10,506**	**10,208**
Variación anual		5%	19%	14%	3%	(3%)
Variación periodo						42%

Fuente: CREG, SUI.

Demanda nacional de gas natural



Fuente: CREG, SUI.

La demanda nacional de gas natural en Colombia presentó en 2010 un máximo histórico, 861 Mpcd, como consecuencia de un mayor consumo del sector termoeléctrico, ocasionado por el fenómeno de El Niño que afectó al país entre agosto de 2009 y junio de 2010.

En 2011 las exportaciones de gas natural a Venezuela alcanzaron los 205 Mpcd, mostrando un crecimiento del 31% con respecto al año anterior. Con estas cifras las exportaciones pasan a representar un 21% de la totalidad de la demanda de gas natural del país.

Demanda nacional de gas natural

MERCADO	2007	2008	2009	2010	2011
			Mpcd		
Regulado	**158**	**170**	**173**	**179**	**185**
Residencial	99	106	109	112	118
No Residencial	59	64	64	67	67
No Regulado	573	553	638	682	598
Total	**731**	**723**	**810**	**861**	**783**
			Mm³		
Regulado	**1,629**	**1,759**	**1,785**	**1,847**	**1,913**
Residencial	1,019	1,095	1,126	1,159	1,218
No Residencial	610	665	659	688	695
No Regulado	5,926	5,713	6,589	7,052	6,180
Total	**7,555**	**7,473**	**8,374**	**8,899**	**8,093**
Variación anual	5%	(1%)	12%	6%	(9%)
Variación periodo					7%

Fuente: CREG, SUI.

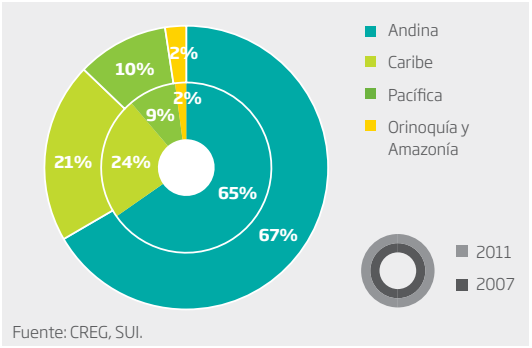
El mercado no regulado, compuesto por el sector termoeléctrico y la gran industria, mantuvo en el periodo 2007 - 2011 una participacion entre 76 y 79% del total de la demanda nacional de gas natural. Desde comienzos de 2005, para poder acceder a este mercado se debe tener un consumo mínimo de 100,000 pcd.

Demanda nacional de gas natural en el mercado regulado - Mm³

REGIÓN	2007	2008	2009	2010	2011
Andina	1,063	1,152	1,192	1,223	1,274
Caribe	383	409	386	400	393
Pacífica	148	162	169	184	200
Orinoquía y Amazonía	34	36	39	40	46
Total	**1,629**	**1,759**	**1,785**	**1,847**	**1,913**
Variación anual	10%	8%	1%	3%	4%
Variación periodo					17%

Fuente: CREG, SUI.

Demanda nacional de gas natural en el mercado regulado



Fuente: CREG, SUI.

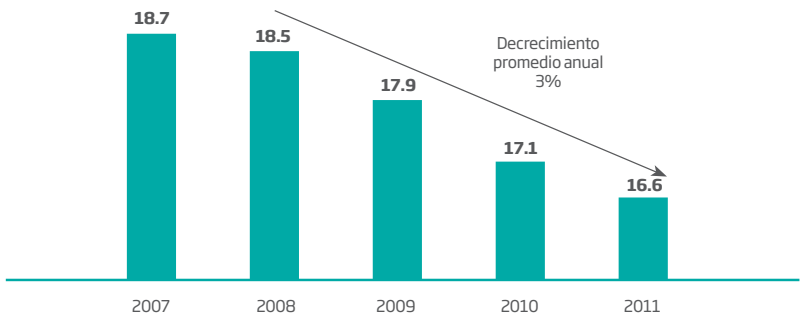
Demanda nacional de gas natural en el mercado regulado - Mm^3

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia	85	93	98	95	117
EPM	116	140	152	172	196
Efigas	74	84	82	94	102
Gas Natural	592	623	642	641	624
Gases del Caribe	216	219	211	217	226
Gases de La Guajira	15	17	19	19	18
Gases de Occidente	148	162	168	182	195
Gas Natural Cundiboyacense	79	93	98	100	111
Gases del Oriente	15	14	15	17	18
Gasoriente	81	81	72	77	81
Gasnacer	9	10	11	11	12
Llanogas	26	26	26	26	29
Metrogas	17	18	17	20	23
Surtigas	143	164	147	154	137
Otras distribuidoras	12	16	27	21	23
Total	**1,629**	**1,759**	**1,785**	**1,847**	**1,913**
Variación anual	10%	8%	1%	3%	4%
Variación periodo					17%

Fuente: SUI.

Las distribuidoras que presentaron en el mercado regulado los mayores incrementos en la demanda de gas natural, en el periodo en estudio, fueron EPM y Gases de Occidente, las cuales crecieron 80 y 47 Mm^3, respectivamente.

Consumo residencial - m^3/usuario - mes



Fuente: SUI, Ministerio de Minas y Energía.

El incremento en el consumo del mercado regulado entre 2007 y 2011 asciende a 284 Mm^3, correspondiendo 199 Mm^3 al sector residencial y 85 Mm^3 al sector no residencial.

El incremento en el consumo de gas natural del sector residencial en este periodo, 20%, se sustenta en la mayor cantidad de usuarios conectados al servicio, los cuales crecieron en un 35% en este mismo periodo, y no en los consumos promedios de los usuarios existentes, cifra que ha venido mostrando una constante disminución en los últimos cinco años, motivada en mayor eficiencia de los gasodomésticos, en cambios de hábitos alimenticios de las familias colombianas y en el efecto de las revisiones quinquenales en el correcto funcionamiento de las instalaciones de gas.

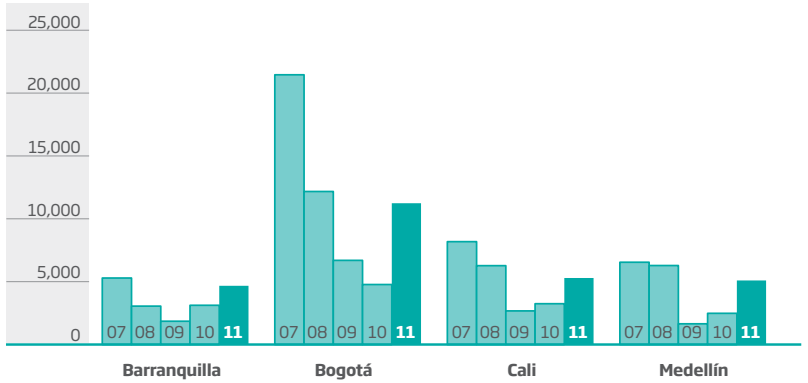
Gas natural vehicular

Vehículos convertidos a GNV

CIUDAD	2007	2008	2009	2010	2011
Armenia	3,899	4,600	5,043	5,495	6,159
Barranquilla	25,826	28,880	30,733	33,854	38,526
Bogotá	83,479	95,651	102,345	107,117	118,356
Bucaramanga	11,868	14,459	15,552	16,159	16,719
Cali	27,780	34,052	36,726	39,972	45,264
Cartagena	10,750	12,789	13,689	14,851	16,391
Ibagué	4,933	6,194	6,884	7,373	8,106
Medellín	22,635	28,918	30,566	33,048	38,144
Montería	3,335	4,329	4,815	5,715	7,154
Neiva	1,785	2,644	3,514	3,883	4,339
Pereira	6,367	8,220	8,935	9,905	11,700
Santa Marta	5,547	6,446	6,838	7,172	7,497
Sincelejo	2,155	2,637	2,909	3,352	4,228
Villavicencio	7,041	8,294	9,049	9,681	10,586
Otras ciudades	17,658	22,525	24,767	26,938	32,013
Total	**235,058**	**280,638**	**302,365**	**324,515**	**365,182**
Variación anual	39%	19%	8%	7%	13%
Variación periodo					55%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Vehículos convertidos anualmente
Principales ciudades



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

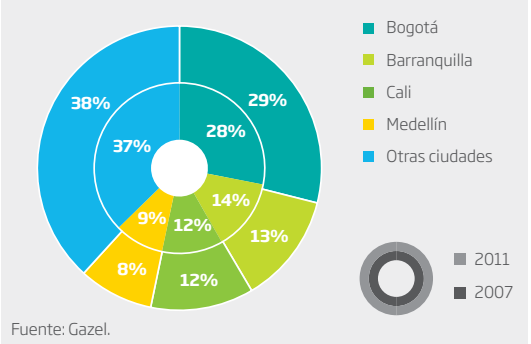
Después de 3 años seguidos de disminuciones en la cifra de conversiones anuales de vehículos, en 2011 se logró revertir esta tendencia al convertir un poco más de 40 mil, siendo Bogotá, con 11,239, la ciudad donde más conversiones se llevaron a cabo en dicho año.

Los productores, transportadores y distribuidores asociados en Naturgas, anunciaron su compromiso con el Gobierno Nacional de subsidiar en 2012 la conversión a GNV de 46,200 automotores.

Consumo de GNV - Mm³					
CIUDAD	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Armenia	14	16	16	15	15
Barranquilla	95	98	91	87	87
Bogotá	195	218	210	200	200
Bucaramanga	39	40	38	32	31
Cali	81	87	89	86	81
Cartagena	46	44	41	37	36
Ibagué	19	22	23	25	25
Medellín	65	67	61	56	59
Montería	9	10	11	11	12
Neiva	11	13	13	12	12
Pereira	18	22	20	18	18
Santa Marta	22	24	24	21	19
Sincelejo	9	10	9	9	10
Villavicencio	28	31	32	30	30
Otras ciudades	45	53	51	49	57
Total	**696**	**755**	**729**	**687**	**692**
Variación anual	38%	8%	(3%)	(6%)	1%
Variación periodo					(1%)

Fuente: Gazel.

Consumo de GNV



Fuente: Gazel.

En 2011, el consumo del sector GNV tuvo un leve incremento con respecto al año anterior, después de dos años seguidos, 2009 - 2010, en los cuales se presentaron disminuciones significativas.

En términos generales, la tendencia del consumo de GNV en las grandes ciudades del país, es a la baja. Los consumos de mercados maduros como los de Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla, se encuentran en la actualidad por debajo de sus máximos históricos. En oposición, en pequeñas capitales como Montería, Ibagué y en otros municipios del país, el consumo de este combustible mostró, en el periodo en estudio, crecimientos interesantes, más por tratarse de mercados en desarrollo que por identificar factores estacionales que incidieron en este comportamiento.

Estaciones de servicio de GNV

CIUDAD	2007	2008	2009	2010	2011
Armenia	6	8	8	8	8
Barranquilla	52	62	67	73	76
Bogotá	104	133	141	155	159
Bucaramanga	14	16	17	20	22
Cali	47	70	76	75	78
Cartagena	21	21	26	27	29
Ibagué	14	15	15	15	16
Medellín	39	48	52	57	61
Montería	4	7	7	9	9
Neiva	8	9	10	10	10
Pereira	12	20	21	22	22
Santa Marta	14	17	18	20	21
Sincelejo	4	5	7	9	10
Villavicencio	10	15	17	18	18
Otras ciudades	45	61	52	50	57
Total	**394**	**507**	**534**	**568**	**596**
Variación anual	63%	29%	5%	6%	5%
Variación periodo					51%

Fuente: Gazel.

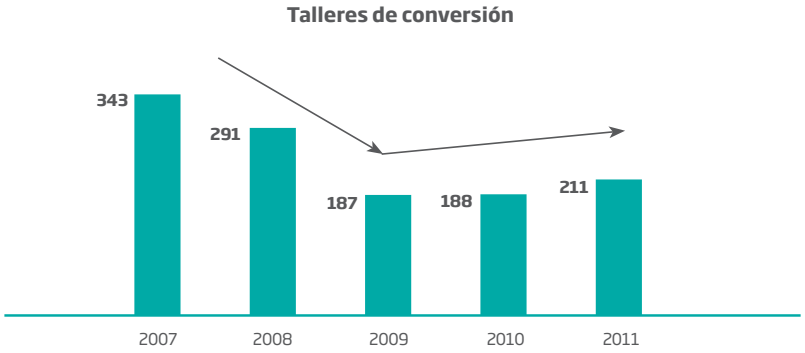
Vehículos / EDS - 2011

Solo Bogotá y Bucaramanga poseen un indicador de vehículos convertidos / EDS, mayor de 700, que es el indicador óptimo establecido por Minminas, incluso, cuando se calcula el promedio país, este se encuentra en 613 vehículos / EDS.

Barranquilla, con un índice de 507 vehículos / EDS, es la ciudad del país con la menor cifra en este indicador.

Talleres de conversión de GNV					
CIUDAD	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Armenia	7	6	4	4	3
Barranquilla	18	15	8	10	12
Bogotá	105	79	52	51	52
Bucaramanga	13	11	9	7	7
Cali	33	27	17	13	13
Cartagena	13	11	10	7	9
Ibagué	10	11	8	7	8
Medellín	25	25	14	15	15
Montería	8	6	4	5	6
Neiva	7	9	3	4	3
Pereira	13	9	7	7	7
Santa Marta	4	3	4	5	3
Sincelejo	4	4	1	3	3
Villavicencio	13	12	6	9	7
Otras ciudades	70	63	40	41	63
Total	**343**	**291**	**187**	**188**	**211**
Variación anual	72%	(15%)	(36%)	1%	12%
Variación periodo					(38%)

Fuente: Gazel.



Fuente: Gazel.

Consecuentemente con el repunte de las conversiones de GNV del último año y las expectativas en este campo generadas para 2012, debido a los subsidios ofrecidos por las empresas del sector, se percibe un cambio en la tendencia del número de talleres de conversión, la cual hasta el año 2009 se encontraba a la baja.

Precios y tarifas

Gas en boca de pozo

Precios máximos de gas natural en boca de pozo - US$/Mbtu

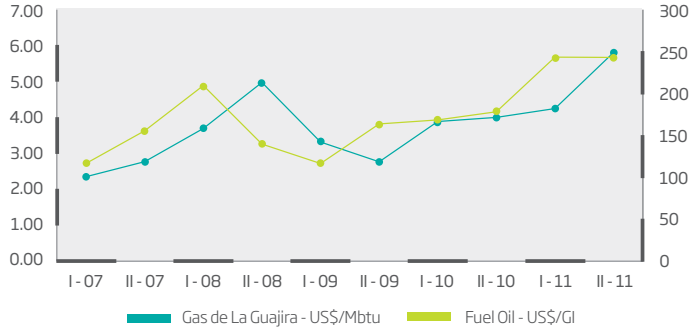
CIUDAD	2007	2008	2009	2010	2011
LA GUAJIRA					
Febrero - Julio	2.35	3.69	3.32	3.89	4.25
Agosto - Diciembre	2.77	4.98	2.77	4.00	5.81
Variación anual	0.1%	80%	(44%)	45%	45%
Variación periodo					147%

Fuente: Gazel.

En febrero del año 2006 entró en vigencia la Resolución CREG 119 de 2005, que modificó el índice con el cual se actualiza el precio proveniente de los campos de La Guajira. El índice utilizado anteriormente era el precio FOB del Fuel Oil de exportación, la nueva resolución determinó que el índice a aplicar es el "New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price" que es publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos.

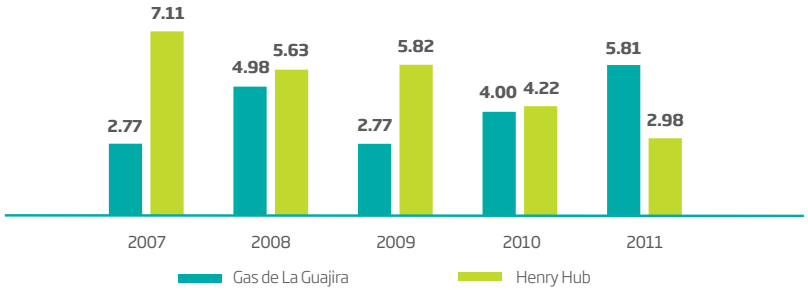
Sin embargo, con la expedición de la Resolución CREG 187 de 2010 se modificó nuevamente el índice y ahora se utiliza el "Platts US Gulf Coast Residual Fuel No. 6 1.0% Sulfur Fuel Oil ". El precio del gas de La Guajira continúa dependiendo de la variación de este combustible en los mercados internacionales, que tal como lo reflejan los gráficos, no guarda relación directa con el Henry Hub (precio referencia internacional del gas natural).

Precio gas de La Guajira vs. Fuel Oil



Fuente: CREG, Chevrom Petroleum Company.

Precio gas de La Guajira vs. Henry Hub US$/Mbtu



Fuente: CREG, EIA.

Componentes tarifarios

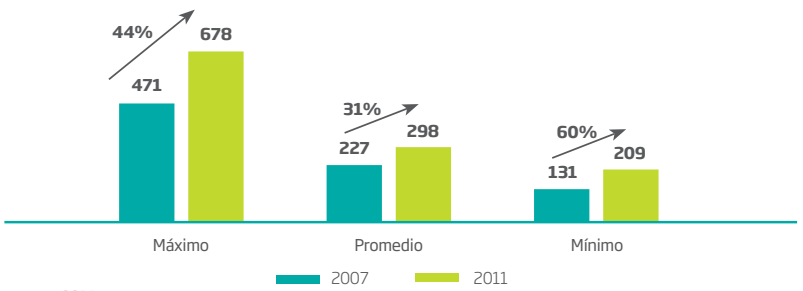
Componente de suministro en tarifa a usuario final - $/m³

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	219	346	326	318	252
Efigas	145	162	192	178	209
EPM	190	392	187	270	272
Gas Natural	184	304	198	302	311
Gas Natural Cundiboyacense	180	192	266	317	366
Gases de La Guajira	201	420	201	289	277
Gases de Occidente (*)	147	202	172	248	232
Gases del Caribe	201	424	202	291	273
Gases del Oriente	471	720	712	529	678
Gasnacer	201	409	196	282	282
Gasoriente	229	411	209	258	245
Llanogas	131	147	225	204	218
Metrogas	471	723	216	290	283
Surtigas	201	420	201	279	272
Promedio aritmético	**227**	**377**	**250**	**290**	**298**
Variación anual	7%	66%	(34%)	16%	3%
Variación periodo					31%

Fuente: SSPD, SUI.
Nota: El promedio solo incluye las empresas seleccionadas.

(*) Las tarifas están ponderadas en ASE y ASNE.

Componente de suministro en la tarifa a usuario final - $/m³



Fuente: SSPD.

En términos generales, el componente de suministro en la tarifa de usuario final para las distintas distribuidoras del país, entre 2007 y 2011, mostró diversas tendencias. Para las empresas que dependen del suministro del gas de La Guajira, este componente alcanzó precios máximos en 2008, básicamente por el incremento en el precio del Fuel Oil. A diferencia, las distribuidoras que toman el gas de Cusiana, en su mayoría, lograron precios máximos para este componente en 2011. Algunas distribuidoras presentan situaciones particulares, por obtener su suministro de campos menores como es el caso de Gases del Oriente.

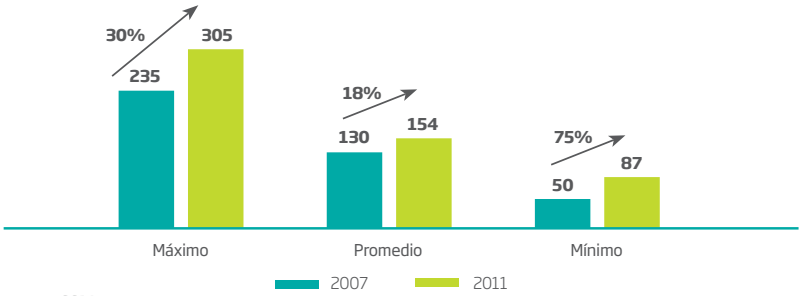
Componente de transporte en tarifa a usuario final - $/m3

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	203	177	297	233	305
Efigas	143	147	168	141	137
EPM	182	205	194	192	183
Gas Natural	113	153	76	163	136
Gas Natural Cundiboyacense	108	107	110	103	135
Gases de La Guajira	50	57	67	63	87
Gases de Occidente (*)	197	189	194	206	234
Gases del Caribe	62	84	103	84	112
Gasnacer	90	99	97	95	88
Gasoriente	107	69	123	71	116
Llanogas	121	127	132	168	128
Metrogas	235	129	173	182	211
Surtigas	74	93	106	123	123
Promedio aritmético	**130**	**126**	**142**	**140**	**154**
Variación anual	(9%)	(3%)	13%	(1%)	10%
Variación periodo					18%

Fuente: SSPD, SUI.
Nota: El promedio solo incluye las empresas seleccionadas.

(*) Las tarifas están ponderadas en ASE y ASNE.

Componente de transporte en la tarifa a usuario final - $/m3



Fuente: SSPD.

Las variaciones en el componente de transporte en el periodo en estudio, para las distintas distribuidoras del país, en la mayoría de los casos no fueron significativas. Mínimos cambios en los contratos de transporte y una TRM con tendencia a la baja que contrasta con variaciones de IPC e IPP, motivan la estabilidad de este componente de la tarifa a usuario final.

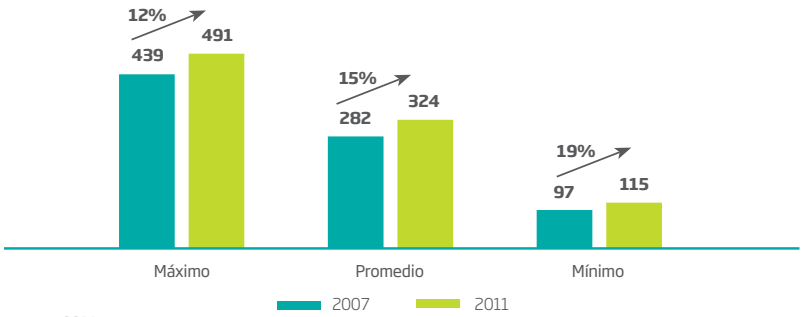
Cargo de distribución Dt o Dm - $/m3

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	307	354	353	339	347
Efigas	262	277	298	304	314
EPM	177	194	184	189	180
Gas Natural	300	329	312	290	336
Gas Natural Cundiboyacense	97	102	110	112	115
Gases de La Guajira	342	382	364	369	416
Gases de Occidente (*)	231	235	257	240	250
Gases del Caribe	289	316	300	307	184
Gases del Oriente	439	480	456	467	491
Gasnacer	360	400	376	378	403
Gasoriente	247	357	339	347	304
Llanogas	296	325	308	315	301
Metrogas	252	276	257	305	478
Surtigas	348	409	388	397	418
Promedio aritmético	**282**	**317**	**307**	**311**	**324**
Variación anual	23%	12%	(3%)	1%	4%
Variación periodo					15%

Fuente: SSPD, SUI.
Nota: El promedio solo incluye las empresas seleccionadas.

(*) Las tarifas están ponderadas en ASE y ASNE.

Cargo de distribución - $/m3



Fuente: SSPD.

El cargo de distribución publicado por la SSPD, es un promedio ponderado de los diferentes Dt por rangos de consumo para cada una de las distribuidoras del país. Es por esta razón que empresas como Gas Natural Cundiboyacense, EPM y Gases del Caribe, las cuales venden grandes volúmenes en los rangos más altos de consumo, a los que a su vez se les asignaron los Dt más bajos, presenten las menores cifras para este cargo entre todas las distribuidoras de gas natural en Colombia.

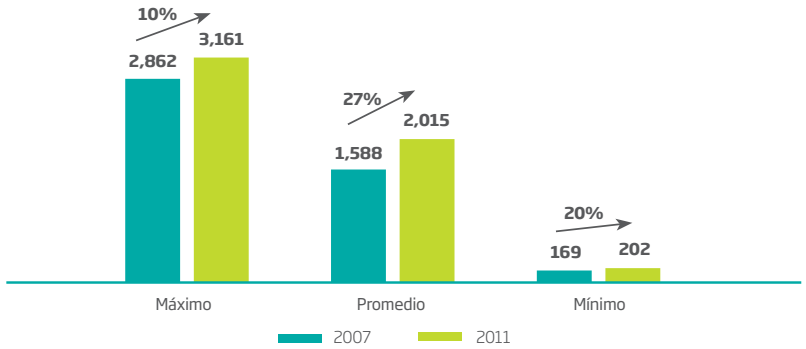
Cargo de comercialización St o Cm - ($/m³)

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	49	54	55	87	88
Efigas	8	9	10	10	10
EPM	117	124	125	126	129
Gas Natural	116	123	125	126	128
Gas Natural Cundiboyacense	8	9	10	10	10
Gases de La Guajira	94	100	101	102	104
Gases de Occidente (*)	63	52	51	54	55
Gases del Caribe	143	152	153	155	158
Gases del Oriente	97	103	104	105	107
Gasnacer	116	123	124	125	128
Gasoriente	81	72	72	146	149
Llanogas	79	84	85	86	88
Metrogas	68	86	87	83	75
Surtigas	105	111	112	114	116
Promedio aritmético	**82**	**86**	**87**	**95**	**96**
Variación anual	(14%)	5%	1%	9%	1%
Variación periodo					17%

Fuente: SSPD, SUI.
Nota: El promedio solo incluye las empresas seleccionadas.

(*) Las tarifas están ponderadas en ASE y ASNE.

Cargo de comercialización - ($/factura)



Fuente: SSPD.

Aún después de 8 años, las distribuidoras de gas natural del país continúan calculando el cargo de comercialización a través de la Resolución CREG 011 de 2003, el cual viene dado en $/factura y se actualiza con base en el IPC. Para efectos comparativos con los otros componentes tarifarios, se lleva este a $/m³ utilizando un consumo promedio de 20 m³/mes.

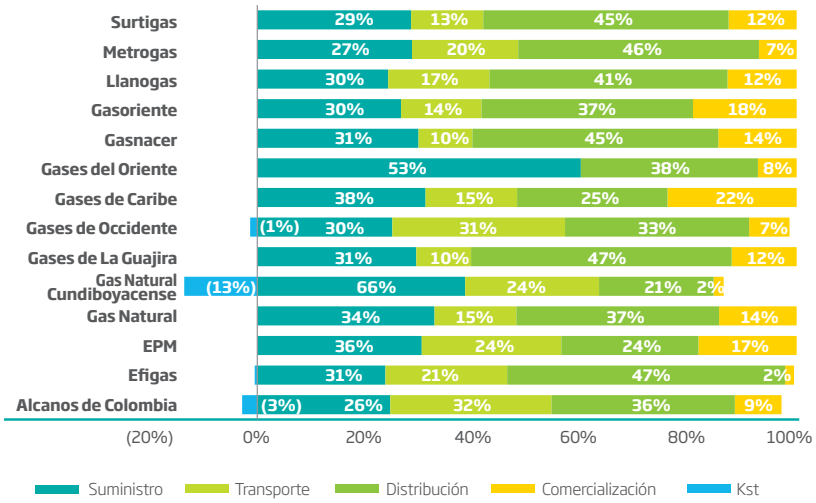
En el transcurso de este periodo se siguieron ampliando las diferencias entre los cargos de comercialización para las empresas que atienden ASNE y las ASE (comparar cargos de Efigas y Gases del Caribe, por ejemplo).

Componentes tarifarios de las empresas de distribución de gas natural - $/m3

EMPRESA	2011					
	Suministro	Transporte	Distribución	Comercialización	Kst	Tarifas
Alcanos de Colombia (*)	252	305	347	88	(29)	964
Efigas	209	137	314	10	(3)	667
EPM	272	183	180	129	0	765
Gas Natural	311	136	336	128	0	911
Gas Natural Cundiboyacense	366	135	115	10	(74)	552
Gases de La Guajira	277	87	416	104	0	883
Gases de Occidente (*)	232	234	250	55	(10)	761
Gases del Caribe	273	112	184	158	0	727
Gases del Oriente	678	0	491	107	0	1,276
Gasnacer	282	88	403	128	0	902
Gasoriente	245	116	304	149	0	813
Llanogas	218	128	301	88	0	734
Metrogas	283	211	478	75	0	1,046
Surtigas	272	123	418	116	0	929
Promedio 2011	**298**	**143**	**324**	**96**	**(8)**	**852**
Promedio 2010	**290**	**130**	**311**	**95**	**3**	**829**
Promedio 2009	**250**	**142**	**307**	**87**	**12**	**798**
Promedio 2008	**377**	**126**	**317**	**86**	**(9)**	**896**
Promedio 2007	**197**	**124**	**268**	**70**	**11**	**669**

La tarifa de gas natural más alta del país, a diciembre de 2011, la pagaron los suscriptores de Gases del Oriente, 1,276 $/m3. Esta tarifa presenta un caso particular y es que su componente de suministro alcanza un valor de 678 $/m3, cifra que supera el promedio nacional, 298 $/m3, en un 127%. El suministro de esta empresa lo obtiene de los campos de Cerrito (Cúcuta), Cerro Gordo (Sardinata) y Sardinata (Tibú), que proveen a Cúcuta y su área metropolitana.

Componentes tarifarios de las empresas distribuidoras



Fuente: SSPD.

En contraste, la menor tarifa a usuario final de gas natural del país es la de los usuarios atendidos por Gas Natural Cundiboyacense, 552 $/m3. Esta empresa, que tiene asignada un Área de Servicio Exclusivo, posee los cargos de comercialización y distribución (haciendo la salvedad de que este último es un promedio ponderado) más bajos de todas las distribuidoras del país, siendo estos componentes los que generan la diferencia.

Tarifa a usuario final

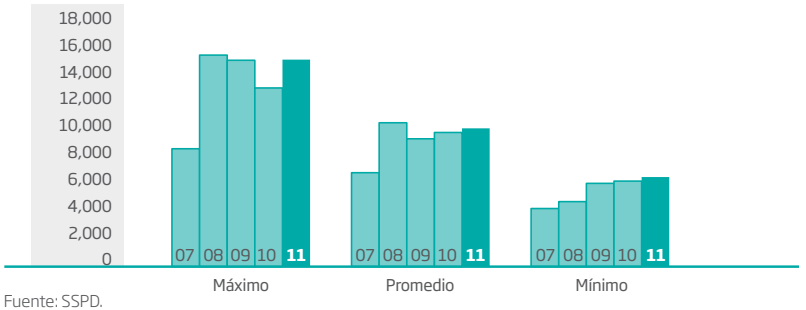
Tarifa a usuario final
Estrato 1 - Residencial - $/factura - mes (20 m³)

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	7,694	10,372	13,245	11,966	11,572
Efigas	5,944	6,556	8,341	7,563	8,010
EPM	5,794	10,980	8,288	9,320	9,184
Gas Natural	7,359	10,908	8,527	10,568	10,927
Gas Natural Cundiboyacense	4,298	4,808	6,159	6,326	6,626
Gases de La Guajira	8,458	11,501	8,798	9,871	10,600
Gases de Occidente (*)	5,840	8,058	8,715	9,058	9,138
Gases del Caribe	6,076	11,705	9,100	10,038	8,725
Gases del Oriente	8,433	15,644	15,262	13,215	15,310
Gasnacer	8,286	12,373	9,522	10,560	10,827
Gasoriente	6,398	10,912	8,925	9,861	9,760
Llanogas	8,719	8,183	8,996	9,282	8,814
Metrogas	6,742	14,574	8,793	10,327	12,557
Surtigas	7,220	12,405	9,689	10,953	11,148
Promedio aritmético	**6,947**	**10,641**	**9,454**	**9,922**	**10,228**
Variación anual	(13%)	53%	(11%)	5%	3%
Variación periodo					47%

Nota: El promedio incluye solo las empresas relacionadas. Incluye subsidios.

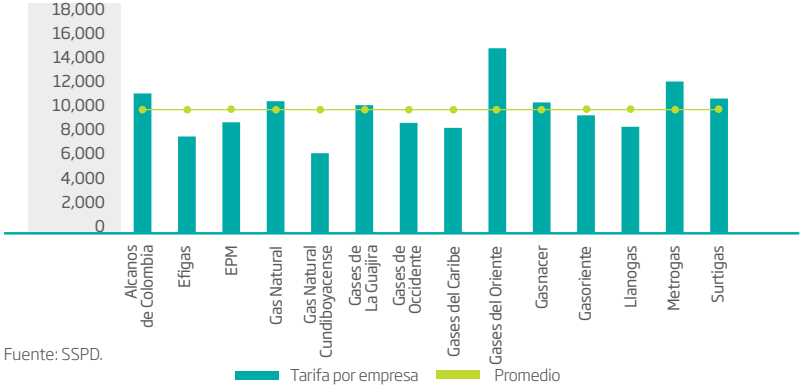
Fuente: CREG. (*) Las tarifas están ponderadas por ASE y ASNE.

Tarifa a usuario final - Estrato 1 - Residencial - $/factura mes



Fuente: SSPD.

Tarifa a usuario final - Estrato 1 - Residencial - $/factura mes



Fuente: SSPD.

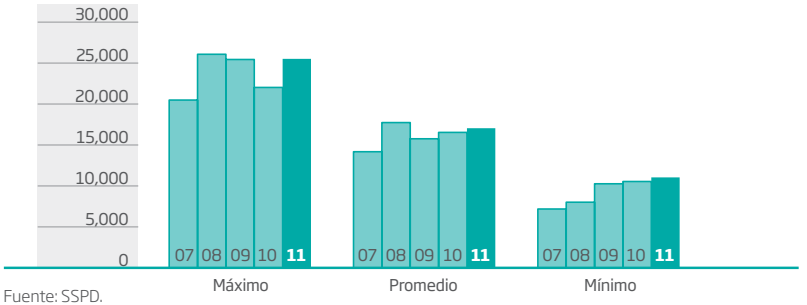
Tarifa a usuario final
Estrato 4 - Residencial - $/factura - mes (20 m^3)

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	16,539	17,286	22,075	19,944	19,286
Efigas	11,139	10,927	13,901	12,605	13,349
EPM	13,585	18,300	13,814	15,534	15,307
Gas Natural	14,474	18,180	14,212	17,613	18,211
Gas Natural Cundiboyacense	7,184	8,013	10,265	10,543	11,044
Gases de La Guajira	13,929	19,168	14,663	16,452	17,667
Gases de Occidente (*)	12,885	13,431	14,526	15,097	15,230
Gases del Caribe	14,102	19,509	15,167	16,730	14,541
Gases del Oriente	20,484	26,074	25,437	22,025	25,516
Gasnacer	15,569	20,622	15,871	17,600	18,046
Gasoriente	14,835	18,187	14,875	16,435	16,267
Llanogas	12,735	13,639	14,994	15,469	14,689
Metrogas	16,444	24,290	14,655	17,212	20,928
Surtigas	14,576	20,675	16,148	18,256	18,580
Promedio aritmético	**14,177**	**17,736**	**15,757**	**16,537**	**17,047**
Variación anual	4%	25%	(11%)	5%	3%
Variación periodo					20%

Nota: El promedio incluye solo las empresas relacionadas.

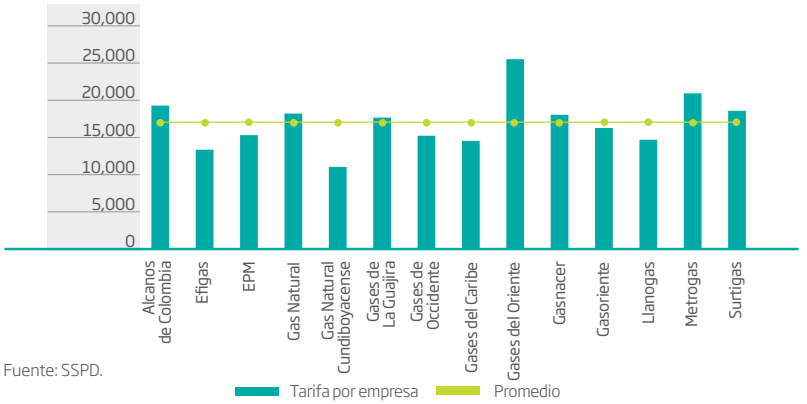
Fuente: CREG. (*) Las tarifas están ponderadas por ASE y ASNE.

Tarifa a usuario final - Estrato 4 - Residencial - $/factura mes



Fuente: SSPD.

Tarifa a usuario final - Estrato 4 - Residencial - $/factura mes



Fuente: SSPD.

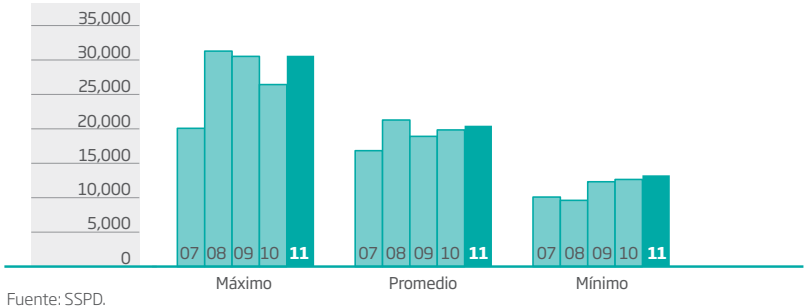
Tarifa a usuario final
Estrato 6 - Residencial - $/factura - mes (20 m³)

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	19,847	20,743	26,490	23,933	23,144
Efigas	13,366	13,112	16,681	15,126	16,019
EPM	16,301	21,960	16,577	18,641	18,368
Gas Natural	17,370	21,816	17,055	21,135	21,853
Gas Natural Cundiboyacense	10,095	9,616	12,318	12,652	13,252
Gases de La Guajira	18,117	23,002	17,596	19,742	21,201
Gases de Occidente (*)	15,462	16,117	17,431	18,117	18,276
Gases del Caribe	20,076	23,411	18,200	20,076	17,449
Gases del Oriente	16,642	31,289	30,525	26,430	30,619
Gasnacer	18,683	24,747	19,045	21,120	21,655
Gasoriente	17,163	21,824	17,850	19,722	19,520
Llanogas	15,282	16,367	17,993	18,563	17,627
Metrogas	19,732	29,148	17,586	20,654	25,114
Surtigas	17,491	24,810	19,378	21,907	22,296
Promedio aritmético	**16,831**	**21,283**	**18,909**	**19,844**	**20,457**
Variación anual	5%	26%	(11%)	5%	3%
Variación periodo					22%

Nota: El promedio incluye solo las empresas relacionadas. Incluye contribuciones.

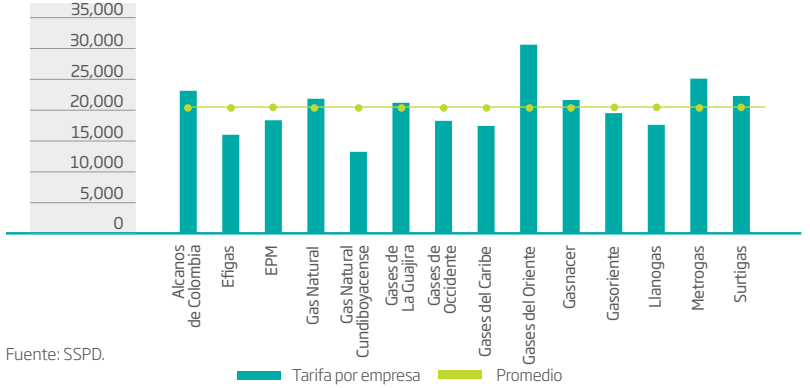
Fuente: CREG. (*) Las tarifas están ponderadas por ASE y ASNE.

Tarifa a usuario final - Estrato 6 - Residencial - $/factura mes



Fuente: SSPD.

Tarifa a usuario final - Estrato 6 - Residencial - $/factura mes



Fuente: SSPD.

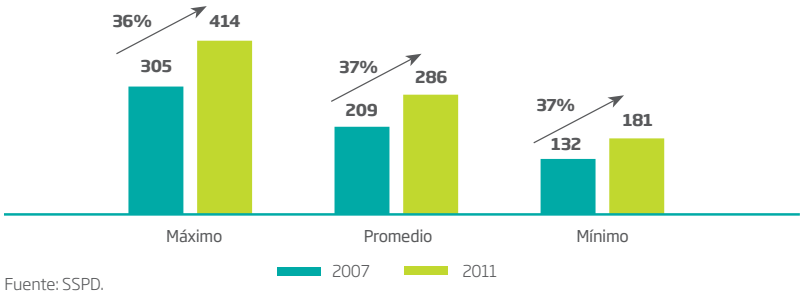
Tarifa a usuario final
Sector comercial (300 m³) - $000/factura - mes

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	256	294	330	304	346
Efigas	187	195	223	220	221
EPM	186	270	192	212	262
Gas Natural	198	264	197	259	326
Gas Natural Cundiboyacense	132	140	166	184	181
Gases de La Guajira	199	288	211	212	303
Gases de Occidente (*)	198	233	229	208	267
Gases del Caribe	187	278	205	230	278
Gases del Oriente	305	334	334	230	414
Gasnacer	219	305	225	224	302
Gasoriente	222	320	242	230	248
Llanogas	183	199	231	224	234
Metrogas	248	277	277	277	306
Surtigas	206	208	208	262	310
Promedio aritmético	**209**	**258**	**234**	**234**	**286**
Variación anual	4%	23%	(9%)	0.2%	22%
Variación periodo					37%

Nota: El promedio incluye solo las empresas relacionadas

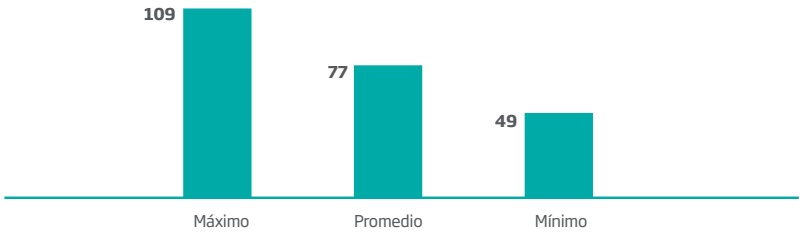
Fuente: CREG. (*) Las tarifas están ponderadas por ASE y ASNE.

Tarifa a usuario final - Sector comercial - $000/factura - mes



Fuente: SSPD.

Diferencial en términos absolutos 2007 - 2001
$000/factura - mes



Fuente: SSPD.

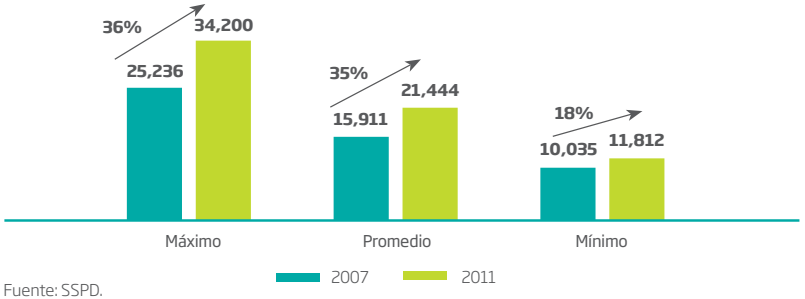
Tarifa a usuario final
Sector industrial regulado (25,000 m³) - $000/factura - mes

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia (*)	19,448	23,304	26,171	23,827	26,534
Efigas	15,077	15,792	17,689	18,351	18,420
EPM	15,318	22,298	15,790	17,477	21,634
Gas Natural	16,160	21,800	16,230	21,801	27,164
Gas Natural Cundiboyacense	10,665	11,319	13,467	14,997	14,986
Gases de La Guajira	15,652	22,027	16,052	16,152	22,002
Gases de Occidente (*)	15,046	17,373	18,258	17,155	21,667
Gases del Caribe	14,678	22,928	16,778	18,928	22,903
Gases del Oriente	25,236	27,669	27,669	27,669	34,200
Gasnacer	10,035	15,706	8,815	20,837	15,128
Gasoriente	18,349	27,041	20,187	18,755	11,812
Llanogas	13,045	15,503	18,870	18,193	18,150
Metrogas	18,726	20,854	20,854	20,854	22,653
Surtigas	15,319	15,711	15,711	19,667	22,956
Promedio aritmético	**15,911**	**19,952**	**18,039**	**19,619**	**21,444**
Variación anual	5%	25%	(10%)	9%	9%
Variación periodo					35%

Nota: El promedio incluye solo las empresas relacionadas.

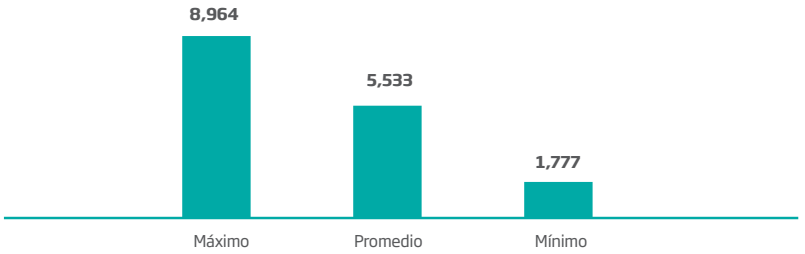
Fuente: CREG. (*) Las tarifas están ponderadas por ASE y ASNE.

Tarifa a usuario final - Sector industrial regulado
$000/factura - mes



Fuente: SSPD.

Diferencial en términos absolutos 2007 - 2001
$000/factura - mes



Fuente: SSPD.

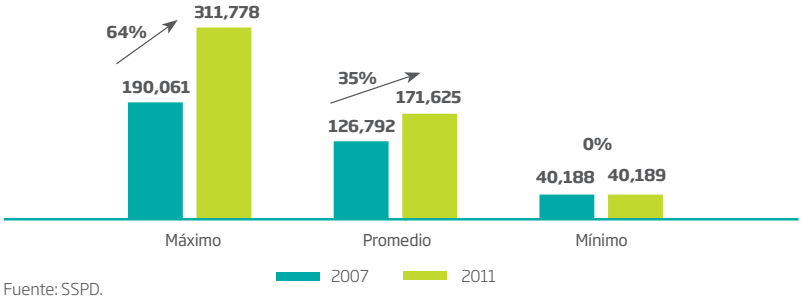
Tarifa a usuario final
Sector industrial no regulado (300,000 m³) - $000/factura - mes

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Efigas	105,339	91,711	91,711	134,544	96,230
EPM	153,360	232,761	172,428	201,795	261,384
Gas Natural	144,723	235,272	166,398	261,588	311,778
Gas Natural Cundiboyacense	128,172	136,017	161,850	179,910	179,815
Gases de La Guajira	40,188	34,189	40,189	40,189	40,189
Gases de Occidente (*)	125,673	140,296	136,571	205,718	174,910
Gases del Caribe	85,899	150,000	89,520	117,906	156,870
Gases del Oriente	190,061	190,061	190,061	190,061	190,061
Gasoriente	168,026	189,929	219,071	221,372	269,588
Metrogas	148,537	148,537	148,537	148,537	148,537
Surtigas	104,730	97,888	97,888	80,631	58,512
Promedio aritmético	**126,792**	**149,696**	**137,657**	**162,023**	**171,625**
Variación anual	3%	18%	(8%)	18%	6%
Variación periodo					35%

Nota: El promedio incluye solo las empresas relacionadas.

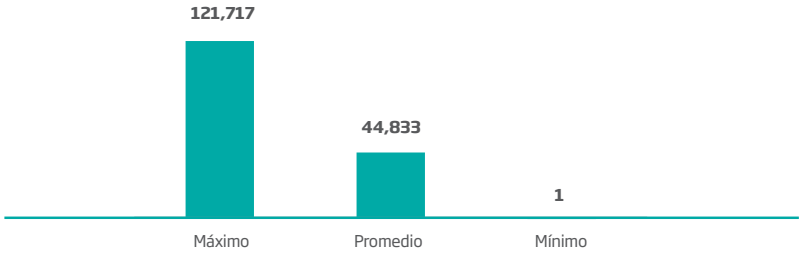
Fuente: CREG. (*) Las tarifas están ponderadas por ASE y ASNE.

Tarifa a usuario final - Sector industrial no regulado
$000/factura - mes



Fuente: SSPD.

Diferencial en términos absolutos 2007 - 2001
$000/factura - mes



Fuente: SSPD.

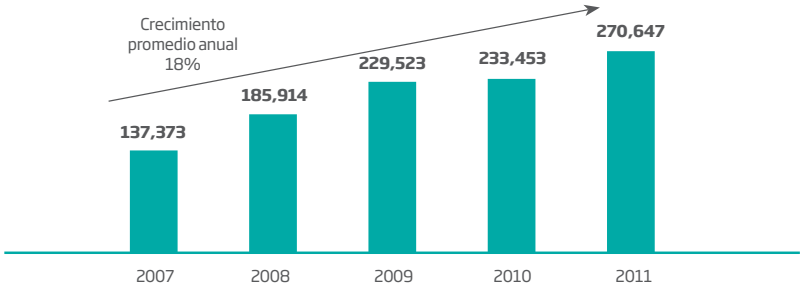
Subsidios y contribuciones

Subsidios - $MM

EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos de Colombia	15,983	18,463	26,715	27,735	30,776
Efigas	4,246	5,764	8,852	8,872	10,144
EPM	4,844	8,314	11,030	12,355	15,285
Gas Natural	34,948	50,020	60,257	54,900	67,134
Gas Natural Cundiboyacense	2,478	3,042	5,068	6,019	6,644
Gases de La Guajira	2,376	3,582	3,921	4,235	5,081
Gases de Occidente	12,942	15,984	21,437	23,217	27,604
Gases del Caribe	24,005	29,963	31,454	32,705	36,625
Gases del Oriente	2,664	4,573	5,304	5,456	6,722
Gasnacer	1,939	2,988	3,525	3,780	4,298
Gasoriente	5,856	7,814	7,934	7,490	7,648
Llanogas	1,220	1,634	3,255	3,630	2,390
Metrogas	1,819	2,601	2,546	2,819	3,589
Surtigas	20,371	27,955	32,539	33,270	37,921
Otras empresas	1,684	3,217	5,686	6,968	8,785
Total	**137,373**	**185,914**	**229,523**	**233,453**	**270,647**
Variación anual	29%	35%	23%	2%	16%
Variación periodo					97%

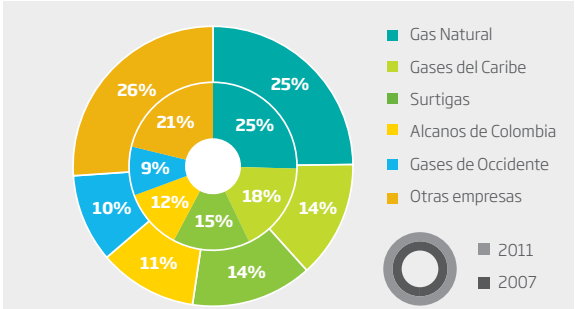
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Subsidios - $MM



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

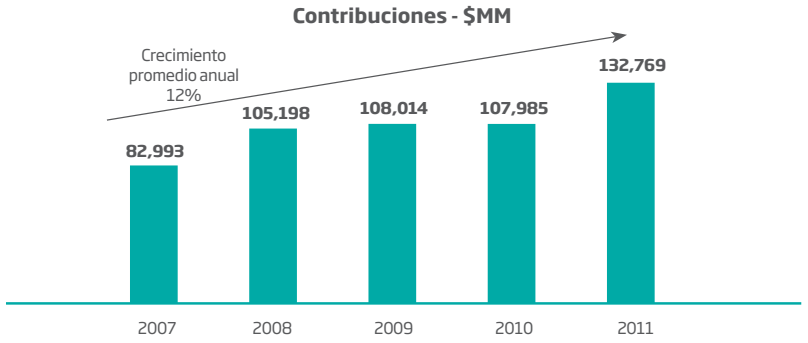
Subsidios



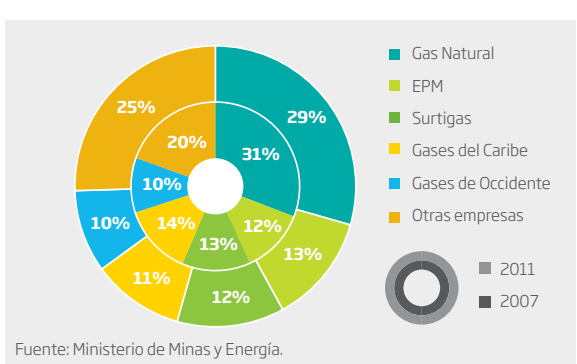
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Contribuciones - $MM					
EMPRESA	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Alcanos de Colombia	1,829	3,232	4,762	4,739	8,726
Efigas	3,253	3,924	4,316	4,516	4,714
EPM	10,319	12,397	12,043	13,405	16,746
Gas Natural	25,584	34,692	33,394	31,048	39,074
Gas Natural Cundiboyacense	7,265	8,147	8,322	9,139	11,229
Gases de La Guajira	186	367	537	616	360
Gases de Occidente	8,710	9,756	11,218	11,415	12,640
Gases del Caribe	11,256	13,899	11,377	11,671	14,060
Gases del Oriente	128	44	56	106	58
Gasnacer	56	75	68	67	81
Gasoriente	2,543	4,573	5,111	5,938	7,525
Llanogas	459	479	606	547	286
Metrogas	393	524	456	450	537
Surtigas	10,910	12,970	15,577	14,102	16,402
Otras empresas	103	118	171	227	331
Total	**82,993**	**105,198**	**108,014**	**107,985**	**132,769**
Variación anual	9%	27%	3%	(0.03%)	23%
Variación periodo					60%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

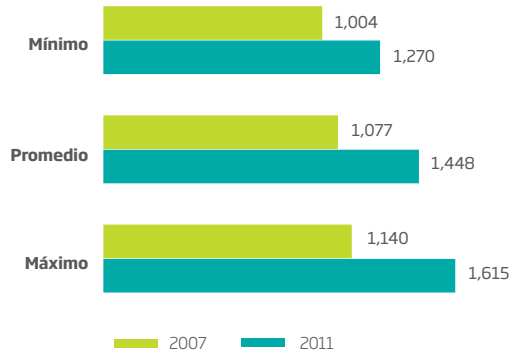
Precios de GNV

Precios de gas natural vehicular a usuario final - $m³

CIUDAD	2007	2008	2009	2010	2011
Barranquilla	1,004	1,308	1,414	1,515	1,545
Bogotá	1,140	1,291	1,425	1,362	1,351
Cali	1,094	1,331	1,426	1,599	1,615
Cartagena	1,011	1,312	1,441	1,544	1,574
Ibagué	1,028	1,265	1,233	1,479	1,477
Manizales	1,090	1,340	1,495	1,544	1,553
Medellín	1,102	1,249	1,291	1,325	1,270
Monteria	1,009	1,323	1,432	1,533	1,564
Neiva	1,048	1,276	1,112	1,277	1,295
Pereira	1,091	1,317	1,429	1,535	1,574
Bucaramanga	1,020	1,213	1,357	1,449	1,450
Santa Marta	1,009	1,314	1,440	1,324	1,445
Sincelejo	1,009	1,323	1,427	1,535	1,565
Promedio ponderado	**1,077**	**1,293**	**1,397**	**1,445**	**1,448**
Variación anual	28%	20%	8%	3%	0.2%
Variación periodo					35%

Fuente: Gazel.

Precios de GNV a usuario final - $m³



Fuente: Gazel.

Durante el periodo 2007 - 2011 el precio promedio del GNV creció un 35%. De los precios analizados en las diferentes ciudades, se observa que en 2011 Cali tuvo el más alto, variando un 42% con respecto al precio más alto del año 2007. Medellín por el contrario mostró el más bajo, creciendo un 15% con respecto al precio que esta misma ciudad presentó en 2007.

Precios de exportación

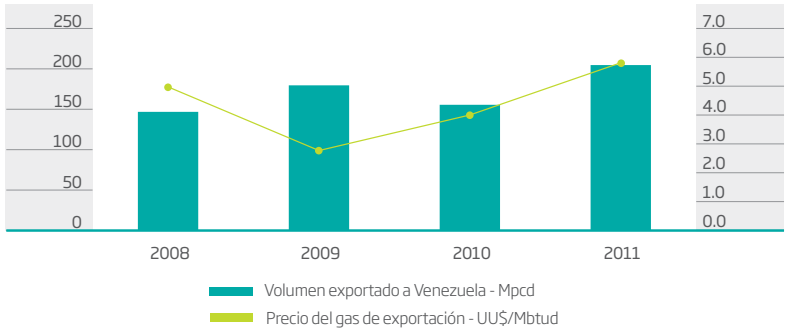
En el contrato suscrito por Ecopetrol, PDVSA y Chevron, las partes acordaron que los precios de comercialización de gas natural, tanto para exportaciones como para importaciones, serían los que estipula la regulación colombiana para el gas de La Guajira.

Precios de exportación de gas natural - US$/Mbtu

	2007	2008	2009	2010	2011
PRECIOS DE GAS NATURAL EN LA GUAJIRA					
I semestre	2.35	3.69	3.32	3.89	4.26
II semestre	2.77	4.98	2.77	4.00	5.81
Variación anual	0.1%	80%	(44%)	45%	45%
Variación periodo					147%

Fuente: CREG, Ecopetrol.

Exportaciones a Venezuela



Sustitutos de gas natural

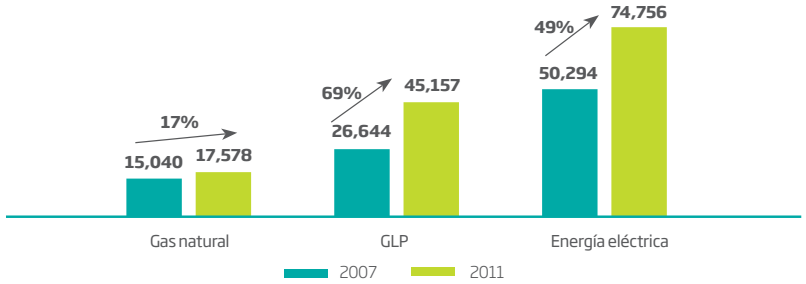
Gas natural y sustitutos en el sector residencial - $/factura -mes

ENERGÉTICO/CIUDAD	2007	2008	2009	2010	2011
GAS NATURAL		**22.22 m^3/mes**			
Bogotá	15,824	20,255	15,734	19,568	20,232
Barranquilla	15,350	21,747	16,751	18,587	16,155
Cali	14,151	14,636	16,783	16,773	16,920
Medellín	14,833	20,495	15,392	17,258	17,006
GLP		**Galón de 40 Libras/mes**			
Bogotá	26,595	28,897	24,529	34,155	43,892
Barranquilla	26,936	28,410	28,102	30,603	41,130
Cali	25,941	27,949	22,175	36,305	46,810
Medellín	27,105	29,254	28,466	38,814	48,794
ENERGÍA ELÉCTRICA		**227 Kwh/mes**			
Bogotá	53,130	59,104	67,499	71,873	78,711
Barranquilla	53,941	61,423	67,823	66,641	69,441
Cali	45,920	54,185	63,168	73,668	74,332
Medellín	48,185	55,415	65,491	71,159	76,541

Fuente: SUI, SSPD, CREG.

Nota: Para efecto comparativo, se asume un consumo promedio residencial de 22.22 m^3 para que sea equivalente con el cilindro de GLP de 40 lb y no se incluyen los costos de cargo por conexión a gas natural.

Facturación promedio gas natural y sustitutos $/factura -mes



Fuente: SUI, SSPD, CREG.

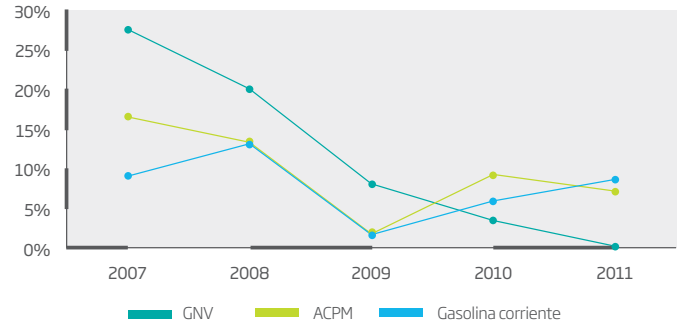
En el sector residencial, el gas natural continúa siendo el combustible que genera mayor ahorro dentro de la canasta familiar, pues la facturación promedio mensual de un hogar colombiano que utiliza este combustible es mucho menor que la de aquellos que cocinan con GLP o energía eléctrica.

Gas natural vehicular y sus sustitutos

COMBUSTIBLE	2007	2008	2009	2010	2011
GNV					
$/m3	1,077	1,293	1,397	1,445	1,448
$/Mbtu	30,488	36,612	39,570	40,932	41,009
Variación	28%	20%	8%	3%	0%
Variación periodo					35%
ACPM					
$/Gl	5,094	5,773	5,874	6,418	6,878
$/Mbtu	39,066	44,274	45,047	49,221	52,744
Variación	17%	13%	2%	9%	7%
Variación periodo					35%
GASOLINA CORRIENTE					
$/Gl	6,245	7,066	7,182	7,607	8,265
$/Mbtu	52,844	59,790	60,775	64,371	69,932
Variación	9%	13%	2%	6%	9%
Variación periodo					32%

Fuente: Gazel, UPME.

Variación anual de precios de gas natural vehicular y sus sustitutos



Fuente: Gazel, UPME.

El precio promedio del gas natural se incrementó 10,521 $/Mbtu durante el periodo analizado; sin embargo, este combustible sigue siendo el más económico en el secor automotor, con respecto a la gasolina y el ACPM, los cuales se incrementaron 13,678 $/Mbtu y 17,089 $/Mbtu, respectivamente.

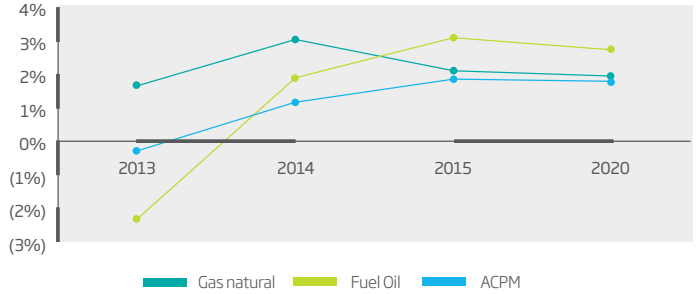
Proyección de precios de gas natural y combustibles líquidos

COMBUSTIBLE	Generación eléctrica Precios constantes de diciembre de 2010 - US$/Mbtu 2007	2008	2009	2010	2011
TÉRMICAS EN BARRANQUILLA					
Gas natural	5.9	6.0	6.3	6.4	7.1
Fuel Oil	18.8	18.3	18.6	19.2	22.0
ACPM	26.3	26.2	26.6	27.0	29.6
TÉRMICAS EN CARTAGENA					
Gas natural	6.1	6.2	6.4	6.6	7.3
Fuel Oil	18.4	18.0	18.3	18.9	21.7
ACPM	26.2	26.1	26.4	26.9	29.5
TÉRMICAS EN CALI/YUMBO					
Gas natural	9.0	9.2	9.4	9.5	10.2
Fuel Oil	19.7	19.3	19.7	20.2	23.0
ACPM	27.4	27.3	27.6	28.1	30.5

Fuente: UPME.

La competitividad del gas natural para el uso de las térmicas se dimensiona con la proyección de sus precios. Las cifras reflejadas en el cuadro fueron calculadas por la UPME y presentadas en un estudio de fecha febrero 2012, que utiliza la evolución del precio del crudo WTI como parámetro esencial para realizar la prospectiva de los precios de los energéticos, en este caso para el uso de las térmicas. Para el precio del gas natural, se determina primero el del gas en boca de pozo y se adiciona el costo del transporte según la ubicación de la térmica.

Variaciones promedio de gas natural y combustibles líquidos en generación eléctrica



Fuente: Gazel, UPME.

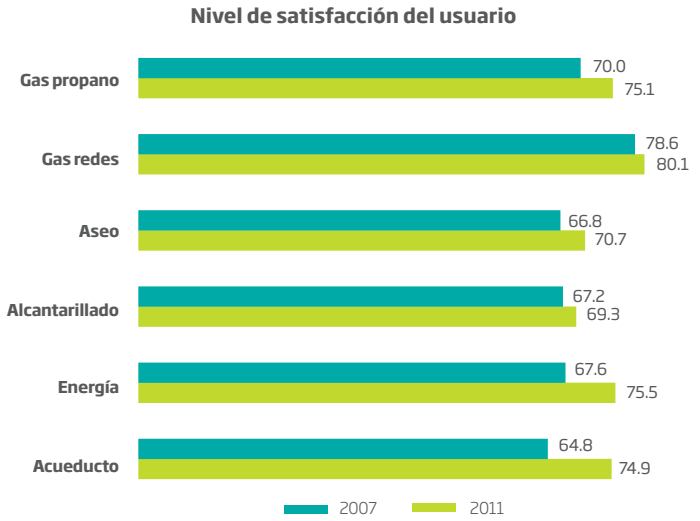
El gráfico nos muestra el crecimiento esperado del precio del gas natural comparativamente con el crecimiento esperado de los precios de los combustibles líquidos. En este podemos observar que los mayores aumentos se esperan para el Fuel Oil, seguido del ACPM, concluyendo con un precio de gas natural con menores incrementos que sus sustitutos en su utilización como combustible en la generación eléctrica.

Nivel de satisfacción del usuario

Nivel de satisfacción del usuario del servicio de gas natural

CIUDAD	2007		2011
Valle del Cauca	76.9		93.8
Antioquia	83.3		86.5
Risaralda	81.0		85.6
Meta	78.3		82.7
Tolima	75.5		82.0
Bolívar	84.0		80.6
Cesar	76.5		77.8
La Guajira	83.5		77.7
Atlántico	76.7		77.6
Cundinamarca	75.2		77.5
Sucre	77.6		77.1
Córdoba	83.6		75.8
Norte de Santander	75.2		75.7
Santander	79.4		75.7
Caldas	84.5		74.5
Cauca	N.D.		74.2
Casanare	N.D.		73.4
Boyacá	76.2		72.0
Guaviare	N.D.		71.6
Magdalena	79.9		69.3
Caquetá	N.D.		67.5
Huila	75.0		67.3
Total país	**78.6**		**84.0**

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos.

La Superintendencia de Servicios Públicos realiza anualmente la encuesta sobre el Nivel de Satisfacción del Usuario -NSU-, de los servicios públicos domiciliarios. En el cuadro se detallan los resultados de dicha encuesta en los años 2007 y 2011 para los departamentos que reciben el servicio de gas natural.

Este combustible ha sido todos los años el servicio público mejor calificado, alcanzando en la última encuesta de 2011 una calificación superior al 80%, que lo ubica como un servicio muy bueno según la percepción de los usuarios.

FONDOS ESPECIALES DEL SECTOR

Fondo Especial Cuota de Fomento -FECF-

Es un fondo creado mediante el Artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado por la Ley 887 de 2004 y por la Ley 1151 de 2007, administrado por el Ministerio de Minas y Energía. Su finalidad es cofinanciar y promover proyectos dirigidos a los municipios y al sector rural, específicamente para las zonas que son áreas de influencia de los gasoductos troncales y que posean un índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI) alto.

Los recursos de este fondo provienen del "tres por ciento (3.0%) sobre el valor de la tarifa que se cobre por el gas objeto del transporte efectivamente realizado, sufragada por todos los remitentes del sistema nacional de transporte de gas natural".

Los proyectos de infraestructura que se pueden financiar a través de este fondo son:

1. Gasoductos ramales y sistemas regionales de transporte de gas natural.
2. Sistemas de distribución de gas natural en municipios que no pertenezcan a un área de servicio exclusivo de gas natural.
3. Conexiones de usuarios de menores ingresos.

Los valores de solicitud al FECF no deben exceder los 25,000 salarios mínimos legales mensuales vigentes, monto máximo a cofinanciar por el fondo para cualquier proyecto de infraestructura; ni superar el 70% del valor total del proyecto a cofinanciar. Las conexiones de usuarios de menores ingresos de estrato 1 se pueden financiar hasta el 30% y las de estrato 2 hasta un 20%.

De acuerdo con la información suministrada por el MME, los siguientes son los requisitos que los proyectos deben cumplir para ser elegibles:

a. Ser presentados por el solicitante a la UPME.
b. Contar con estudios de preinversión que soporten su viabilidad técnica y económica.
c. Cuando el solicitante sea una entidad territorial, los proyectos de infraestructura deben contar con estudios de preinversión realizados directamente por la entidad territorial o por la empresa de servicios públicos que los avale y se comprometa por escrito a prestar el servicio de transporte o de distribución de gas, según sea el caso.
d. Cuando se trate de conexiones a usuarios de menores ingresos el aval debe corresponder al de la empresa prestadora del servicio de distribución de gas natural por redes que le prestaría el servicio en caso de realizarse el proyecto.
e. Contar con un esquema cierto y definido de financiación total de los proyectos, identificando debidamente todas las fuentes de recursos.
f. Contar con un esquema de interventoría para la correcta ejecución de los proyectos.

Para la presentación de proyectos de infraestructura que soliciten recursos al FECF, es necesario regirse por el siguiente marco regulatorio:

- Decreto 3531 de octubre 27 de 2004
- Decreto 1718 de mayo 28 de 2008
- Resolución 0417 de septiembre de 2010
- Circular 18066 de 2007
- Circular 18013 de 2008
- Circular 18059 de 2007

Los proyectos aprobados por el FECF, durante el periodo 2007 - 2014, son:

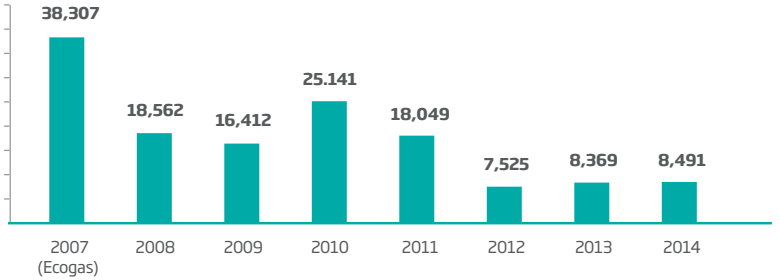
- Proyectos ejecutados 2008 - 2010 MME - FECF.
- Proyectos en ejecución 2010 - 2014 MME - FECF.
- Proyectos FECFGN delegados en Ecogas a julio de 2010.

Proyectos aprobados por el Fondo Especial Cuota de Fomento 2007 - 2011

EMPRESA SOLICITANTE	No. proyectos aprobados	Total recursos cifras en $MM	No. usuarios beneficiados
Surtigas	3	16,025	140,505
Gases del Caribe	5	14,543	129,891
Gas Natural	3	14,531	143,193
Gases de Occidente	4	12,767	176,111
Progasur	1	11,096	41,641
Empresas Públicas de Medellín	2	10,395	30,681
Madigas	3	10,241	4,645
Ingeobras	6	7,895	11,919
Proviservicios	4	7,500	5,986
Surcolombiana de Gas	1	7,307	9,950
Llanogas	4	6,714	5,594
Efigas	5	6,395	66,078
Gases del Oriente	2	2,586	33,571
Alcanos de Colombia	1	2,449	23,706
Edalgas	3	2,275	8,737
Gas Natural Cundiboyacense	2	2,122	22,215
Gas del Risaralda	1	1,967	23,581
Gases del Quindío	1	1,424	15,179
Gas Natural del Cesar	1	1,323	N/A
Gas Natural del Centro	1	980	12,265
Metrogas de Colombia	1	319	2,749
Total	**54**	**140,855**	**908,197**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Total dineros aprobados por el Fondo Especial Cuota de Fomento cifras en $MM



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

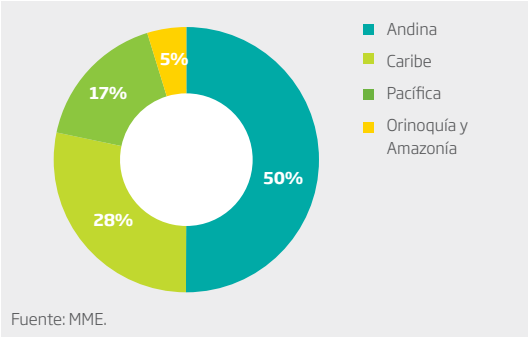
El Fondo Especial Cuota de Fomento desde el año 2007 y hasta 2014 tiene aprobados 54 proyectos que benefician a 908,197 usuarios de las diferentes regiones del país, distribuidos en: 29 de conexión de usuarios de menores ingresos, 10 de infraestructura de distribución, 1 de infraestructura de transporte y 14 tanto de infraestructura de distribución como de conexión de usuarios. Para la viabilidad y ejecución de estas obras, las empresas distribuidoras de gas natural del país han accedido a estos recursos que ascienden a $ 140,855 millones.

Proyectos aprobados por el Fondo Especial Cuota de Fomento

REGIÓN	No. proyectos aprobados	Total recursos Cifras en $MM	No. usuarios beneficiados
Andina	30	70,491	504,465
Caribe	15	39,787	206,864
Pacífica	5	23,863	153,742
Orinoquía y Amazonía	4	6,714	43,126
Total	**54**	**140,855**	**908,197**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Proyectos aprobados por el Fondo Especial Cuota de Fomento



Fuente: MME.

Municipios beneficiados con subsidios del Fondo Especial Cuota de Fomento - Año 2007 - 2014

Fuente: MME.

Fondo Nacional de Regalías -Gas Natural -FNR - GN-

Este fondo fue creado mediante la Constitución de 1991, y su función principal es la de reunir todos los fondos provenientes de las regalías que no son asignadas directamente a los departamentos y municipios.

Particularmente, el Fondo Nacional de Regalías para el sector gas -FNR-GN-, financia o cofinancia proyectos de distribución de gas combustible, ya sea de gas natural por redes, gas natural comprimido por redes o GLP por redes. También pueden solicitarse recursos para cofinanciar conexiones a usuarios de menores ingresos, del 30% y 20% para usuarios de estratos 1 y 2, respectivamente.

A este fondo se puede solicitar hasta el 100% del total del valor del proyecto de distribución, y hasta el 30% y el 20% para conexiones de usuarios de estratos 1 y 2.

Como requisito para el estudio y aprobación de los diferentes proyectos presentados, se exigieron los requisitos señalados en el Acuerdo 007 de 2006, dentro de los que se encuentran:

- Carta de presentación y solicitud de recursos.
- El proyecto deberá estar formulado en metodología BPIN.
- Registro en el sistema de evaluación y seguimiento de proyectos SSEPI.
- Certificación de la entidad territorial donde conste que el proyecto está incluido en el plan de desarrollo municipal o departamental.
- Certificado de cofinanciación.
- Aval técnico de la empresa prestadora del servicio y cartas de intención de quien efectuará el suministro y transporte del combustible.
- Certificado de estratificación socio – económica.
- Certificado del puntaje promedio de SISBEN.
- Estudios de pre inversión que soporten la viabilidad técnica y económica del proyecto.

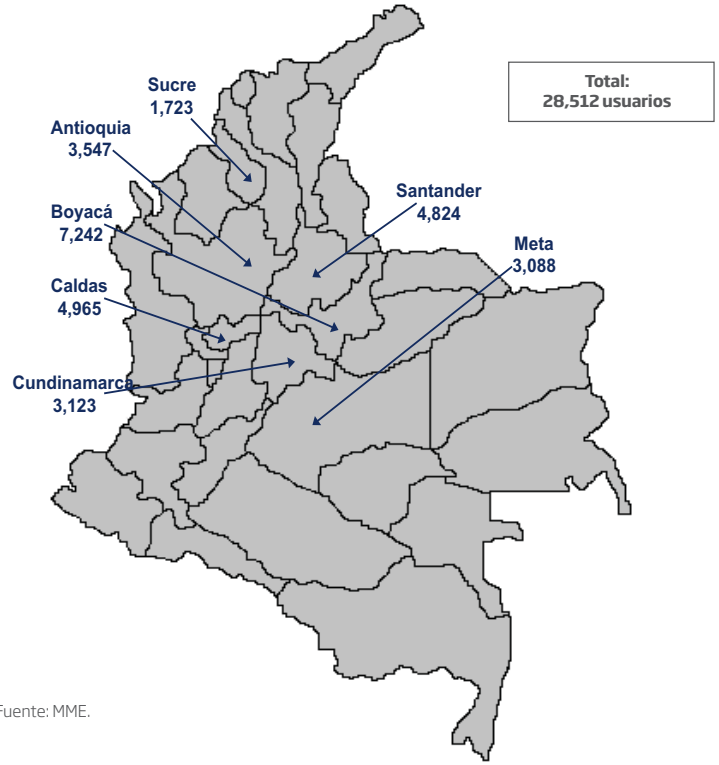
Proyectos de gas natural aprobados por el Fondo Nacional de Regalías

Año	No. proyectos aprobados por año	Departamento	Municipio	Total recursos solicitados $MM	No. usuarios beneficiados
2007	1	Santander	Bucaramanga	1,164	
2008	12	Sucre	La Unión	3,392	1,723
		Santander	Cimitarra	2,735	3,541
		Caldas	Marquetalia y Pensilvania	5,995	4,965
		Boyacá	Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza y Guateque	9,843	7,242
		Meta	Puerto Concordia	787	334
		Meta	El Castillo	807	361
		Meta	El Dorado	760	301
		Meta	Puerto Rico	992	683
		Meta	Cubarral	1,844	602
		Meta	Puerto Lleras	1,074	807
		Santander	El Playón	1,403	1,283
		Cundinamarca	Subachoque	2,871	1,621
2009	2	Antioquia	El Peñol y Guatapé	3,083	3,547
		Cundinamarca	Lenguazaque y Guachetá	2,962	1,502
Total	**15**			**39,711**	**28,512**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

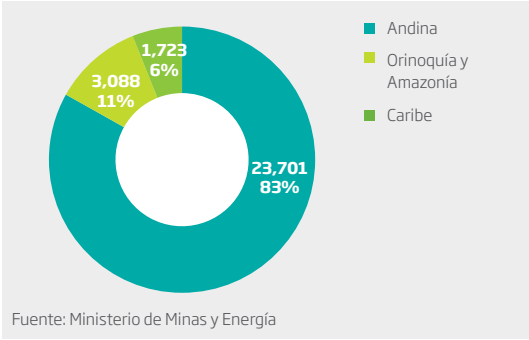
Durante los últimos años el Ministerio de Minas y Energía ha viabilizado diferentes proyectos de infraestructura de gas combustible en todo el país, para ser aprobados por el Consejo Asesor de Regalías.

Fondo Nacional de Regalías - Usuarios de gas natural beneficiados
2007 - 2009



Fuente: MME.

Fondo Nacional de Regalías
Usuarios de gas natural beneficiados
2007 - 2009



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

De los 28,512 usuarios de gas natural beneficiados por el Fondo Nacional de Regalías durante los años 2007 a 2009, la mayoría, representados en un 83%, pertenecen a la Región Andina, seguida por las regiones de la Orinoquía y Caribe, con un 11% y 6% respectivamente.

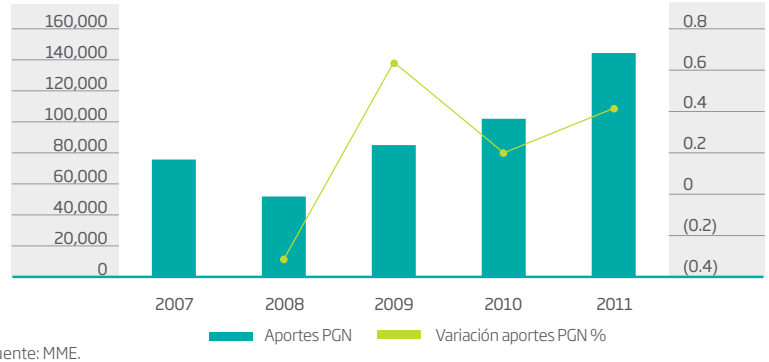
Fondo de Solidaridad Subsidios y Redistribución de Ingresos -FSSRI-

Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - $MM

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	Total
Subsidios	137,373	185,914	229,523	233,453	270,647	1,056,911
Contribuciones	82,993	105,198	108,014	107,985	132,769	536,959
Conciliación neta	(54,380)	(80,717)	(121,509)	(125,468)	(137,878)	(519,952)
Aportes PGN	75,691	51,876	85,000	102,000	144,373	458,940
Aportes FSSRI	15,000	30,000	13,000	8,000	5,500	71,500

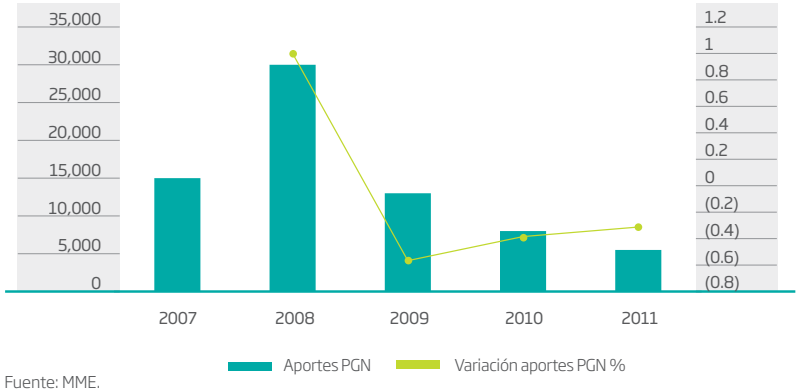
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Presupuesto General de la Nación



Fuente: MME.

Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos



Fuente: MME.

Se puede observar que durante los años en estudio los subsidios fueron superiores a las contribuciones, lo que conllevó a que durante todo el periodo se presentara un déficit, razón por la cual el Gobierno ha venido sosteniendo el sistema con los aportes del Presupuesto General de la Nación y del FSSRI.

Durante el periodo 2007 - 2011, los aportes del PGN ascendieron aproximadamente a $458,940 MM y los del FSSRI a $71,500 MM.

Potencial de municipios por acceder a recursos de fondos

A continuación se presentan los municipios que hoy no cuentan con el servicio de gas natural, a fin de consolidar el potencial por atender, especialmente con recursos de los fondos descritos, aclarando que dichos recursos también pueden destinarse al aumento de cobertura en municipios que hoy en día ya cuentan con el servicio.

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Antioquia (87)	**15.90**	**47.48**	**22.96**	**495,074**	**677,797**	**1,172,871**
Abejorral	30.26	35.47	33.85	6,217	13,676	19,893
Abriaqui	11.52	35.9	28.54	669	1,504	2,173
Alejandría	24.03	42.25	33.14	1,872	1,858	3,730
Amagá	21.59	33.01	27.07	14,139	12,976	27,115
Amalfi	25.67	68.81	45.29	10,969	9,333	20,302
Andes	21.28	38.18	30.49	19,283	22,208	41,491
Angelópolis	20.99	32.13	25.97	4,240	3,408	7,648
Angostura	25.57	61.04	55.16	2,061	10,310	12,371
Anori	41.61	56.24	48.14	5,342	4,296	9,638
Santafé de Antioquia	29.38	66.68	44.1	13,757	8,856	22,613
Anzá	30.34	55.25	51.34	1,157	6,214	7,371
Argelia	25.91	47.92	38.97	2,810	4,013	6,823
Armenia	25.03	47.47	39.83	1,742	3,354	5,096
Belmira	19.61	32.58	29.05	1,693	4,503	6,196
Betania	23.34	36.06	31.25	3,793	6,327	10,120
Betulia	34.01	50.43	45.36	5,183	11,482	16,665
Ciudad Bolívar	24.27	37.77	29.98	16,235	11,855	28,090
Briceño	43.70	59,33	55.04	2,190	5,763	7,953
Buriticá	27.58	78.54	70.3	1,065	5,407	6,472
Cáceres	61.25	68.48	66.81	6,338	21,807	28,145
Caicedo	30.62	71.61	63.85	1,456	6,213	7,669
Campamento*	100	100	100	1,070	2,330	3,400
Cañasgordas	32.97	68.83	57.09	5,417	11,101	16,518
Caracolí	19.35	45.03	29.93	2,804	1,943	4,747
Caramanta	21.05	28.56	25.00	2,559	2,819	5,378
Carolina	16.41	20.76	17.42	3,020	909	3,929
Cocorná	21.15	41.91	36.23	3,937	10,369	14,306
Concepción	12.02	32.52	25.95	1,467	2,943	4,410
Concordia	27.48	46.45	39.22	8,136	13,090	21,226
Dabeiba	37.21	83.98	66.49	7,427	12,356	19,783

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Antioquia (Continuación)						
Ebejico	19.93	47.19	42.52	2,118	10,195	12,313
El Bagre	40.41	71.33	50.75	25,193	12,669	37,862
Fredonia	18.4	28.23	24.52	8,576	14,005	22,581
Frontino	16.25	63.50	44.37	7,546	11,027	18,573
Giraldo	32.39	53.49	47.38	1,205	2,941	4,146
Gómez Plata	12.55	61.52	39.45	5,065	6,164	11,229
Granada	20.65	32.01	27.26	3,985	5,451	9,436
Guadalupe	28.52	56.55	48.22	1,897	4,294	6,191
Heliconia	30.82	36.91	34.27	2,828	3,739	6,567
Hispania	23.5	36.49	28.26	3,047	1,754	4,801
Ituango	28.06	78.92	65.22	5,970	18,617	24,587
Jardín	15.6	32.42	24.28	6,968	7,355	14,323
Jericó	24.83	30.78	27.06	7,754	5,007	12,761
Liborina	16.12	39.88	35.23	1,835	7,535	9,370
Maceo	21.36	44.48	35.42	2,990	4,544	7,534
Montebello	24.1	37.6	33.97	1,987	5,402	7,389
Murindó	98.23	96.65	97.08	963	2,536	3,499
Mutatá	43.24	74.85	60.74	4,332	5,339	9,671
Nariño	25.11	37.65	34.22	2,498	6,545	9,043
Nechi	62.40	76.67	68.13	10,606	7,183	17,789
Olaya	58.42	38.62	40.63	291	2,615	2,906
Peque	36.26	84.44	74.51	1,606	5,914	7,520
Pueblo Rico	23.39	36.6	30.02	4,081	4,087	8,168
Puerto Nare	30.84	32.65	31.94	6,567	10,144	16,711
Puerto Triunfo	48.80	27.51	33.65	4,726	11,623	16,349
Remedios	36.99	54.51	47.56	8,191	12,484	20,675
Sabanalarga	42.74	68.43	60.28	2,596	5,540	8,136
Salgar	32.65	43.19	38.58	7,943	10,131	18,074
San Andrés de Cuerquía	30.37	44.88	37.24	2,441	2,188	4,629
San Carlos	27.76	36.48	32.41	5,489	6,365	11,854
San Francisco	41.64	54.6	49.92	2,277	3,996	6,273
San Jerónimo	17.13	41.92	34.4	3,526	8,077	11,603
San José de la Montaña	22.96	18.53	21.52	2,084	993	3,077
San Juan de Urabá	58.4	83.93	75.86	6,615	14,323	20,938
San Luis	18.52	45.03	33.57	4,661	6,119	10,780

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI%			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Antioquia (Continuación)						
San Pedro de Urabá	70.13	92.57	82.5	11,906	16,841	28,747
San Rafael	24.32	45.24	35.10	6,347	6,856	13,203
San Roque	27.61	43.25	38.12	5,914	12,044	17,958
San Vicente	20.34	35.22	29.92	6,853	12,420	19,273
Santa Bárbara	18.83	36.45	28.46	10,697	12,745	23,442
Santo Domingo	17.80	31.67	29.07	2,173	9,245	11,418
Segovia	35.52	66.54	41.37	27,899	6,425	34,324
Sonsón	19.51	43.83	33.75	15,470	21,595	37,065
Sopetrán	19.75	44.58	33.55	5,961	7,391	13,352
Támesis	21.44	32.68	28.25	6,462	9,750	16,212
Tarso	36.9	40.6	38.94	3,174	3,946	7,120
Titiribí	18.84	37.38	27.78	6,941	6,383	13,324
Toledo	26.94	57.80	50.47	1,274	3,855	5,129
Uramita	37.19	73.79	63.59	2,027	5,235	7,262
Urrao	27.49	53.25	40.2	15,136	17,303	32,439
Valdivia	42.98	59.40	54.49	4,930	11,559	16,489
Valparaiso	22.2	30.47	26.25	3,209	3,072	6,281
Vegachí	28.96	70.11	46.33	6,401	4,685	11,086
Venecia	26.80	25.34	26.01	6,212	7,140	13,352
Vigía del Fuerte	58.74	74.5	68.35	2,077	3,243	5,320
Yali	20.67	66.35	44.94	2,948	3,325	6,273
Zaragoza	45.74	82.69	64.3	12,558	12,615	25,173
Arauca (7)	**32.01**	**64.26**	**35.91**	**135,014**	**18,014**	**153,028**
Arauca	31.42	63.76	33.73	63,448	4,774	68,222
Arauquita	42.12	100	41.48	15,691	260	15,951
Cravo Norte	51.62	62.64	53.91	2,348	622	2,970
Fortul*	100	100	100	3,010	1,383	4,393
Puerto Rondón	36.1	N.D.	36.1	2,656	0	2,656
Saravena	28.33	59.22	34.15	28,811	6,468	35,279
Tame	100	100	100	19,050	4,507	23,557
Bolívar (20)	**40.26**	**67.37**	**46.60**	**88,078**	**171,449**	**259,527**
Altos del Rosario	51.61	87.92	68.83	5,637	5,058	10,695
Achí	53.23	86.48	80.74	3,404	16,225	19,629
Barranco de Loba	59.02	82.3	74.54	5,058	10,128	15,186
Córdoba	58.04	74.56	70.24	3,372	9,452	12,824
El Guamo	63.93	53.70	59.11	4,117	3,637	7,754
El Peñón	60.95	79.33	72.86	2,787	5,084	7,871

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI%			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Bolívar (Continuación)						
Hatillo de Loba	73.60	79.87	78.35	2,758	8,558	11,316
Margarita	79.68	75.27	76.03	1,640	7,728	9,368
Montecristo	55.68	92.35	68.33	7,331	3,881	11,212
Norosí**	79.50	92.20	88.81	N,D,	N,D,	N,D,
Morales	54.06	69.12	63.8	4,679	8,575	13,254
Pinillos	64.12	83.12	81.05	2,478	20,236	22,714
Regidor	69.97	64.33	66.73	1,946	2,565	4,511
Río Viejo	66.52	88.81	76.98	6,355	8,888	15,243
San Fernando	44.84	76.7	69.8	2,736	9,896	12,632
San Jacinto del Cauca	96.95	88.37	90.43	1,749	5,455	7,204
San Martín de Loba	54.50	79.55	68.93	6,092	8,273	14,365
Santa Rosa del Sur	37.59	76.74	55.43	14,656	12,240	26,896
Simití	42.48	73.50	62.00	6,737	11,402	18,139
Tiquisio	75.58	89.94	86.48	4,546	14,168	18,714
Boyacá (80)	**14.10**	**49.00**	**30.77**	**126,263**	**311,953**	**438,216**
Almeida	8.19	41.87	37.32	296	1,875	2,171
Aquitania	24.23	53.05	42.76	5,744	10,343	16,087
Betéitiva	36.31	68.92	64.02	389	2,024	2,413
Boavita	20.94	71.82	52.88	2,429	4,038	6,467
Boyacá	14.18	54.45	51.01	423	4,524	4,947
Buenavista	17.72	49.00	45.04	728	5,031	5,759
Busbanzá	20.96	76.7	57.97	300	575	875
Campohermoso	16.54	51.14	44.05	845	3,104	3,949
Chinavita	18.05	43.97	35.79	1,163	2,488	3,651
Chiscas	30.29	79.26	69.98	1,005	4,170	5,175
Chita	29.71	92.01	81.22	1,886	8,519	10,405
Chivatá	11.98	68.39	49.37	1,678	3,299	4,977
Coper	13.32	54.06	47.03	699	3,348	4,047
Corrales	17.88	44.46	27.95	1,543	938	2,481
Covarachía	28.67	88.08	79.65	486	2,719	3,205
Cubará	20.35	72.11	58.46	1,726	4,736	6,462
Cuitiva	49.72	45.84	46.19	204	1,765	1,969
Chiquiza	81.82	48.44	49.00	99	5,817	5,916
Chivor	15.37	40.25	34.16	482	1,644	2,126
El Cocuy	27.25	79.51	54.67	2,625	2,758	5,383
El Espino	28.55	65.71	51.35	1,201	2,713	3,914
Firavitoba	10.42	36.1	27.59	2,049	4,128	6,177
Gachantivá	15.12	66.90	60.35	381	2,604	2,985

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Boyacá (Continuación)						
Gámeza	20.39	53.68	44.19	1,415	3,480	4,895
Garagoa	15.23	45.79	23.06	12,084	4,111	16,195
Guacamayas	16.36	79.95	62.69	566	1,476	2,042
Guateque	13.3	55.82	25.96	6,985	2,936	9,921
Guayatá	14.54	57.09	48.08	1,296	4,722	6,018
Guicán	23.02	81.01	68.54	1,307	4,613	5,920
Iza	10.95	32.33	23.22	887	1,194	2,081
Jenesano	17.36	48.66	41.83	1,590	5,697	7,287
Jericó	35.94	79.88	74.00	604	3,934	4,538
Labranzagrande	21.60	81.60	70.15	1,042	4,189	5,231
La Capilla	12.63	31.43	25.3	1,006	2,046	3,052
La Victoria	32.45	54.20	44.74	717	928	1,645
La Uvita	14.65	67.39	49.63	1,145	2,245	3,390
Macanal	15.48	40.18	35.23	938	3,673	4,611
Maripí	27.71	50.23	47.63	891	6,789	7,680
Mongua	25.10	58.48	47.14	1,744	3,336	5,080
Monguí	17.81	44.22	30.14	2,634	2,267	4,901
Muzo	32.60	61.97	45.67	5,389	4,445	9,834
Otanche	30.83	62.66	50.66	3,859	6,385	10,244
Pachavita	20.97	39.77	37.00	451	2,517	2,968
Pajarito	24.25	52.44	41.63	875	1,293	2,168
Panqueba	16.35	62.19	46.93	628	1,153	1,781
Pauna	36.26	70.07	61.74	2,515	7,640	10,155
Paya	53.58	88.00	82.42	495	2,092	2,587
Paz de Río	11.94	50.48	27.61	3,017	2,066	5,083
Pesca	19.89	59.80	50.12	2,262	7,060	9,322
Pisba	46.30	88.53	80.77	339	1,142	1,481
Quípama	26.27	60.85	53.78	1,619	6,786	8,405
Ramiriquí	16.42	57.97	41.51	3,944	5,756	9,700
Rondón	26.16	44.47	41.71	501	2,433	2,934
Saboyá	15.47	51.32	49.19	751	11,860	12,611
San José de Pare	15.18	50.96	44.83	955	4,631	5,586
San Luis de Gaceno	17.89	41.22	33.53	2,045	4,113	6,158
San Mateo	22.27	65.11	52.08	1,427	3,124	4,551
San Miguel de Sema	23.15	32.44	31.44	471	3,557	4,028
San Pablo de Borbur	34.67	47.68	46.72	726	9,141	9,867
Santa María	21.53	46.39	32.73	2,473	2,025	4,498
Sativanorte	32.22	68.12	60.4	571	2,090	2,661

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Boyacá (Continuación)						
Sativasur	18.35	53.64	46.14	298	996	1,294
Siachoque	35.45	53.44	50.8	1,120	6,510	7,630
Soatá	23.2	68.98	40.11	5,504	3,226	8,730
Socotá	29.61	77.62	72.35	1,095	8,717	9,812
Socha	13.44	43.69	29.14	3,548	3,816	7,364
Somondoco	8.65	45.11	36.9	741	2,505	3,246
Sotaquirá	24.89	38.65	37.48	707	7,596	8,303
Soracá	37.26	47.54	46.26	722	5,083	5,805
Susacón	34.51	63.35	55.95	920	2,630	3,550
Sutatenza	15.67	65.93	57.7	729	3,715	4,444
Tasco	26.12	44.31	39.49	1,807	4,900	6,707
Tipacoque	30.47	74.02	63.14	932	2,798	3,730
Toca	25.86	55.93	44.45	3,353	5,396	8,749
Tópaga	22.72	32.89	29.4	1,237	2,371	3,608
Tota	24.56	64.73	60.64	583	4,948	5,531
Tununguá	11.15	24.94	22.67	291	1,319	1,610
Tutazá	19.69	49.3	46.68	193	1,992	2,185
Umbita	39.03	48.88	47.36	1,566	8,322	9,888
Viracachá	20.16	40.23	38.02	372	3,008	3,380
Caldas (19)	**13.29**	**29.18**	**17.76**	**130,054**	**161,719**	**291,773**
Aguadas	15.05	29.21	22.99	9,835	12,472	22,307
Anserma	18.68	19.62	19.08	19,626	14,048	33,674
Aranzazu	17.22	24.02	20.34	6,599	5,582	12,181
Belalcázar	21.35	34.29	28.78	4,842	6,485	11,327
Filadelfia	15.43	32.00	26.57	4,019	8,216	12,235
La Merced	11.09	32.89	25.78	2,082	4,242	6,324
Marmato	77.81	29.3	35.99	1,122	7,053	8,175
Marquetalia	21.17	30.81	26.9	5,646	8,234	13,880
Marulanda	22.32	20.81	21.43	1,110	1,592	2,702
Norcasia	24.17	59.1	36.66	4,128	2,395	6,523
Pácora	15.06	32.25	24.88	6,243	8,205	14,448
Pensilvania	20.58	25.08	23.61	7,773	15,802	23,575
Riosucio	11.25	31.30	23.82	13,469	22,374	35,843
Risaralda	15.96	30.26	24.61	4,032	6,143	10,175
Salamina	15.94	23.42	18.85	11,206	7,075	18,281
Samaná	21.68	37.05	32.93	4,898	13,397	18,295
San José	18.14	27.59	25.23	1,496	4,455	5,951
Supía	18.62	29.56	24.3	11,573	12,499	24,072
Viterbo	20.46	23.61	20.82	10,355	1,450	11,805

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI%			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Caquetá (15)	**33.48**	**59.20**	**41.72**	**107,410**	**92,626**	**200,036**
Albania	30.47	37.48	35.03	2,141	3,895	6,036
Belén de los Andaquíes	36.35	59.90	47.83	5,518	5,291	10,809
Cartagena del Chairá	40.53	61.08	51.57	9,365	10,854	20,219
Curillo	39.42	57.79	44.58	5,278	2,056	7,334
El Doncello	36.75	55.33	42.34	13,129	5,603	18,732
El Pauijil	44.95	67.08	54.22	8,637	6,215	14,852
La Montañita	42.27	72.38	65.29	3,722	12,003	15,725
Milán	42.91	64.46	60.77	1,259	6,162	7,421
Morelia	36.88	43.05	40.27	1,615	1,965	3,580
Puerto Rico	36.32	68.35	46.2	12,405	5,519	17,924
San José del Fragua	39.00	59.80	49.72	4,525	4,838	9,363
San Vicente del Caguán	53.3	56.07	53.98	32,093	10,281	42,374
Solano*	100	100	100	1,765	8,860	10,625
Solita	38.11	62.59	52.87	3,000	4,397	7,397
Valparaiso	41.04	50.63	46.94	2,958	4,687	7,645
Casanare (8)	**26.16**	**57.34**	**35.55**	**13,987**	**23,625**	**37,612**
Chámeza	32.11	73.14	46.35	1,131	566	1,697
Hato Corozal	40.43	66.65	57.31	3,512	6,106	9,618
La Salina	21.29	67.67	51.15	506	730	1,236
Nunchía	39.95	70.62	64.02	1,774	6,135	7,909
Pore	40.27	68.97	55.49	3,538	3,952	7,490
Recetor	38.74	50.1	46.29	568	976	1,544
Sácama	20.13	64.38	37.7	1,026	612	1,638
Támara	42.01	84.03	72.42	1,932	4,548	6,480
Cauca (37)	**24.27**	**61.97**	**46.62**	**148,564**	**599,329**	**747,893**
Almaguer	50.82	92.12	88.54	1,637	16,756	18,393
Argelia*	100	100	100	34	256	290
Balboa	40.12	69.97	62.13	6,232	17,467	23,699
Bolívar	22.75	72.78	67.00	5,151	38,310	43,461
Buenos Aires	25.74	60.83	57.89	1,924	20,880	22,804
Cajibío	22.03	65.74	63.74	1,593	33,225	34,818
Caldono	27.49	71.82	69.87	1,364	29,681	31,045
Caloto	13.95	57.95	48.94	4,164	32,737	36,901
Corinto	21.23	82.3	53.58	10,745	12,080	22,825
El Tambo	33.77	57.46	53.45	5,810	28,448	34,258
Florencia	24.13	53.09	46.74	1,318	4,696	6,014
Guachené**	24.67	26.7	26.23	N.D.	N.D.	N.D.
Guapí	97.55	73.57	87.42	16,573	12,076	28,649

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI%			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Cauca (Continuación)						
Inzá	24.75	72.26	68.44	2,182	24,990	27,172
Jambaló	23.15	76.36	72.95	1,055	13,776	14,831
La Sierra	41.81	59.18	56.91	1,426	9,418	10,844
La Vega	30.78	74.04	70.62	2,615	30,518	33,133
López	56.98	38.93	44.81	4,219	8,731	12,950
Mercaderes	37.65	79.96	69.05	4,563	13,107	17,670
Miranda	51.22	47.98	50.28	22,749	9,218	31,967
Morales	25.8	64.83	62.29	1,594	22,787	24,381
Padilla	18.59	25.38	22.17	3,927	4,352	8,279
Páez	21.36	68.28	64.27	2,709	28,839	31,548
Patía	27.53	43.18	34.39	11,720	9,087	20,807
Piamonte*	100	100	100	570	817	1,387
Puracé	44.71	51.47	50.68	1,753	13,170	14,923
Rosas	26.55	71.62	65.93	1,469	9,952	11,421
San Sebastián	36.22	78.27	74.96	1,043	11,933	12,976
Santa Rosa	67.41	81.39	77.72	1,393	3,907	5,300
Silvia	12.22	56.00	50.29	4,099	26,727	30,826
Sotará	30.93	57.91	57.27	375	15,519	15,894
Suárez	28.23	69.10	59.51	4,480	14,522	19,002
Sucre	55.72	85.12	80.28	1,381	6,526	7,907
Timbío	25.41	42.17	36.04	11,074	19,148	30,222
Timbiquí	60.32	75.42	73.19	2,530	14,539	17,069
Toribío	32.86	63.69	61.81	1,699	24,917	26,616
Totoró	32.4	63.42	60.97	1,394	16,217	17,611
Cesar (3)	**35.8**	**66.92**	**44.73**	**11,218**	**28,606**	**39,824**
González	30.9	73.39	66.33	1,525	7,334	8,859
Pueblo Bello	48.47	94.39	83.4	4,090	12,852	16,942
Rio de Oro	20.88	68.78	49.66	5,603	8,420	14,023
Córdoba (4)	**42.68**	**76.6**	**59.09**	**12,343**	**51,838**	**64,181**
Los Córdobas	73.11	88.19	85.38	3,393	14,804	18,197
Moñitos	54.04	84.00	77.14	5,411	18,242	23,653
Puerto Escondido	58.43	89.53	84.6	3,539	18,792	22,331
San José de Ure **	68.55	81.99	72.53	N.D.	N.D.	N.D.
Cundinamarca (68)	**15.42**	**32.22**	**21.30**	**185,427**	**403,251**	**588,678**
Albán	20.57	27.62	25.78	1,557	4,263	5,820
Anapoima	21.25	36.42	29.48	4,804	6,533	11,337
Anolaima	16.65	31.20	26.86	3,853	9,058	12,911
Beltrán	33.23	33.99	33.86	346	1,562	1,908

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Cundinamarca (Continuación)						
Bituima	12.81	35.70	32.09	408	2,157	2,565
Cabrera	23.66	41.28	37.44	1,008	3,549	4,557
Cachipay	16.11	23.96	21.43	3,118	6,619	9,737
Caparrapí	19.56	61.23	53.9	2,440	11,348	13,788
Carmen de Carupa	26.55	42.26	39.19	1,667	6,580	8,247
Chaguaní	14.66	51.28	44.09	778	3,157	3,935
Choachí	16.52	27.66	24.31	3,373	7,501	10,874
Chocontá	34.24	46.09	39.98	8,994	10,060	19,054
El Colegio	14.06	25.66	21.32	7,477	12,543	20,020
El Peñón	11.66	51.59	48.00	436	4,360	4,796
Gachalá	21.74	39.44	33.67	1,864	3,887	5,751
Gachetá	10.26	51.5	38.89	3,186	7,013	10,199
Gama	7.17	31.32	27.27	663	3,113	3,776
Granada	18.03	18.32	18.25	1,592	5,207	6,799
Guachetá	28.39	34.86	32.82	3,546	7,684	11,230
Guasca	11.97	21.72	18.52	3,965	8,243	12,208
Guataquí	37.18	55.9	47.11	1,046	1,177	2,223
Guatavita	9.02	28.98	22.93	1,736	3,979	5,715
Guayabal de Síquima	11.84	32.48	27.6	838	2,700	3,538
Gutiérrez	28.30	52.42	46.75	839	2,564	3,403
Jerusalén	26.32	58.3	51.14	589	2,043	2,632
Junín	9.29	36.77	34.11	804	7,311	8,115
La Mesa	11.76	36.83	23.69	14,041	12,658	26,699
La Palma	16.64	60.41	42.75	3,828	5,568	9,396
La Peña	20.23	76.4	68.49	971	5,821	6,792
Lenguazaque	17.67	36.44	32.41	2,056	7,492	9,548
Machetá	17.48	52.44	45.07	1,415	5,248	6,663
Manta	10.27	45.88	37.61	1,043	3,350	4,393
Nariño	41.88	47.80	43.93	1,337	705	2,042
Nilo	18.68	27.36	24.01	3,201	11,023	14,224
Nimaima	14.76	39.10	29.00	2,321	3,165	5,486
Nocaima	16.61	44.52	35.27	1,780	3,523	5,303
Venecia	12.60	29.08	25.05	937	2,840	3,777
Pacho	17.60	27.48	22.22	13,236	11,530	24,766
Paime	16.07	64.34	59.72	517	4,764	5,281
Pandi	24.25	38.67	35.98	994	4,356	5,350
Pasca	22.28	27.42	26.24	2,496	8,380	10,876
Pulí	23.60	46.28	41.70	577	2,260	2,837

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Cundinamarca (Continuación)						
Quebradanegra	24.78	40.75	39.53	349	4,182	4,531
Quipile	17.26	45.10	42.72	672	7,218	7,890
San Antonio del Tequendama	33.17	27.11	27.61	835	9,367	10,202
San Bernardo	20.80	30.91	27.10	3,759	6,151	9,910
San Cayetano	22.12	39.97	37.71	651	4,488	5,139
San Francisco	20.56	23.73	22.63	2,851	5,336	8,187
San Juan de Río Seco	13.32	42.78	34.15	2,791	6,671	9,462
Sasaima	10.56	28.7	24.77	2,186	7,762	9,948
Sesquilé	8.83	19.02	16.56	2,339	7,352	9,691
Subachoque	12.20	15.26	14.02	5,292	7,680	12,972
Suesca	21.40	25.47	23.62	6,368	7,617	13,985
Supatá	19.91	37.97	32.95	1,353	3,411	4,764
Tena	24.36	24.15	24.17	703	6,766	7,469
Tibacuy	32.69	38.14	37.47	569	4,129	4,698
Tibirita	9.15	39.03	34.05	485	2,403	2,888
Topaipí	29.49	69.61	63.58	694	3,905	4,599
Ubalá	26.19	51.54	49.47	1,188	10,337	11,525
Ubaque	11.92	35.07	32.15	847	5,845	6,692
Útica	32.10	55.29	42.7	2,292	1,917	4,209
Villa de San Diego de Ubaté	16.51	29.97	20.94	21,966	10,815	32,781
Vergara	20.85	58.31	52.14	1,236	6,103	7,339
Viani	26.90	32.51	30.86	1,190	2,802	3,992
Villagómez	29.10	47.94	42.95	598	1,506	2,104
Villapinzón	17.65	29.73	25.85	5,250	10,967	16,217
Viotá	31.38	41.65	38.46	4,041	9,032	13,073
Yacopí	32.82	72.95	64.73	3,245	12,595	15,840
Chocó (31)	**81.9**	**76.11**	**79.19**	**212,091**	**176,385**	**388,476**
Acandi	33.01	65.07	49.25	4,487	4,604	9,091
Alto Baudó	99.87	96.41	97.18	6,300	22,202	28,502
Atrato	97.84	71.26	80.11	1,763	3,532	5,295
Bagado	67.51	91.27	84.49	2,333	5,841	8,174
Bahía Solano	27.89	32.25	30.19	4,155	4,630	8,785
Bajo Baudó	44.92	84.12	78.28	2,371	13,548	15,919
Belén de Bajirá	N.D.	N.D.	N.D.	6,357	6,911	13,268
Bojayá	97.06	94.83	96.03	4,733	4,063	8,796
Carmen del Darién	88.46	91.37	90.67	1,005	3,186	4,191
Cértegui	92.85	80.47	87.24	3,719	3,078	6,797
Condoto	65.99	54.41	62.58	8,745	3,659	12,404

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI%			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Chocó (Continuación)						
El Cantón de San Pablo	52.87	52.32	52.55	1,846	2,567	4,413
El Carmen de Atrato	13.89	51.93	31.7	3,764	3,312	7,076
El Litoral del San Juan	54.46	81.43	77.55	1,032	6,144	7,176
Itsmina	92.32	73.59	88.08	18,081	5,278	23,359
Jurado	93.07	80.83	86.21	1,227	1,565	2,792
Lloro	45.95	81.44	71.78	2,198	5,874	8,072
Medio Atrato*	100	100	100	290	8,766	9,056
Medio Baudó*	100	100	100	17	9,341	9,358
Medio San Juan	44.91	64.92	58.2	3,440	6,807	10,247
Novita	53.35	72.8	66.19	1,940	3,768	5,708
Nuquí	37.89	48.36	45.24	1,874	4,421	6,295
Quibdó	90.46	78.54	89.47	100,113	9,008	109,121
Río Iro	83.49	82.52	82.68	963	4,881	5,844
Río Quito	99.38	93.82	98.81	5,454	615	6,069
Río Sucio	99.72	79.9	85.21	7,265	6,566	13,831
San José del Palmar	30.18	45.83	42.02	974	3,024	3,998
Sipí	42.11	47.58	47.47	57	2,791	2,848
Tado	89.3	82.43	86.86	10,300	5,662	15,962
Unguía	42.18	68.67	60.63	3,172	7,274	10,446
Unión Panamericana	69.71	43.44	53.39	2,116	3,467	5,583
Huila (12)	**21.8**	**48.83**	**32.62**	**38,629**	**108,656**	**147,285**
Acevedo	97.69	57.01	64.10	4,648	21,949	26,597
Colombia	40.68	69.92	64.77	1,492	7,156	8,648
Elías	20.24	39.53	33.27	1,098	2,244	3,342
Iquira	12.96	53.71	44.29	2,352	7,595	9,947
Isnos	28.65	51.17	46.63	4,802	18,954	23,756
La Argentina	32.14	50.54	44.67	3,728	7,946	11,674
Nátaga	30.25	48.12	42.28	1,917	3,890	5,807
Oporapa	47.04	55.85	53.3	2,940	7,199	10,139
Palestina	26.59	48.67	44.97	1,719	8,549	10,268
Rivera	29.99	35.07	32.32	8,983	7,671	16,654
Saladoblanco	30.59	54.52	49.44	2,192	8,070	10,262
Santa María	23.96	48.65	42.02	2,758	7,433	10,191
Magdalena (10)	**40.08**	**64.68**	**47.68**	**45,536**	**76,564**	**122,100**
Cerro San Antonio	58.11	70.03	63.73	4,258	3,800	8,058
Concordia	72.37	56.20	62.60	3,950	5,972	9,922
Guamal	40.47	73.75	63.88	7,126	16,926	24,052
Pedraza	73.35	66.6	68.58	2,320	5,545	7,865

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI%			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Magdalena (Continuación)						
Pijiño del Carmen	77.96	87.50	83.16	6,308	7,542	13,850
San Sebastián de Buenavista	51.84	72.16	66.35	5,129	12,801	17,930
San Zenón	55.19	77.58	73.73	1,504	7,245	8,749
Santa Bárbara de Pinto	79.85	80.75	80.25	6,123	4,796	10,919
Tenerife	57.16	77.48	68.16	5,637	6,654	12,291
Zapayán	83.76	74.18	77.76	3,181	5,283	8,464
Meta (10)	**20.41**	**44.46**	**25.03**	**68,326**	**36,745**	**105,071**
El Calvario	28.16	16.34	20.19	763	1,493	2,256
Fuente de Oro	36.75	41.65	39.09	5,836	5,326	11,162
Granada	25.18	38.10	27.63	41,629	9,208	50,837
Mapiripán*	N.D.	100	100	N.D.	866	866
Mesetas*	100	100	100	3,061	1,616	4,677
La Macarena*	100	100	100	3,703	610	4,313
Lejanías	32.54	42.69	38.39	3,884	5,207	9,091
Uribe	44.93	52.75	50.47	2,470	5,710	8,180
San Juanito	29.06	30.1	29.75	640	1,239	1,879
Vistahermosa	44.12	65.08	53.86	6,340	5,470	11,810
Nariño (64)	**26.09**	**59.32**	**43.79**	**703,636**	**794,598**	**1,498,234**
Albán	23.21	56.7	45.53	6,475	12,892	19,367
Aldana	40	35.67	36,81	1,790	4,990	6,780
Ancuyá	28.44	50.96	46.14	1,795	6,509	8,304
Arboleda	55.39	85.99	81.83	1,011	6,431	7,442
Barbacoas	57.64	84.44	73.87	11,939	18,317	30,256
Belén	18.65	38.51	28.34	2,528	2,397	4,925
Buesaco	33.27	66.08	58.64	4,773	16,246	21,019
Colón	31.07	61.49	57.41	1,297	8,375	9,672
Chachaguí	40.18	55.09	47.2	6,312	5,598	11,910
Consacá	36.11	61.97	57.64	1,712	8,497	10,209
Contadero	57	68.94	65,45	1,942	4,697	6,639
Córdoba	34.79	78.81	71.94	2,102	11,361	13,463
Cuachucal	21.3	44.36	39.89	3,228	13,399	16,627
Cuaspud	40.5	61.96	56.59	2,023	6,085	8,108
Cumbal	16.69	42.25	40.34	1,672	20,746	22,418
Cumbitara*	100	100	100	1,358	4,784	6,142
El Charco	86.84	78.89	81	6,917	19,246	26,163
El Peñol	37.28	57.02	54.37	910	5,773	6,683
El Rosario	86.77	78.32	81.02	3,608	7,596	11,204

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Nariño (Continuación)						
El Tablón de Gómez	24.97	52.03	50.22	969	12,921	13,890
El Tambo	24.65	57.53	45.34	5,124	8,675	13,799
Francisco Pizarro	76.76	66.47	71.31	5,263	5,920	11,183
Funes	48.94	73.34	64.73	2,362	4,325	6,687
Guaitarilla	24.37	64.94	54.29	3,352	9,412	12,764
Gualmatán	32.96	56.3	47.44	2,148	3,508	5,656
Iles	37.63	66.55	60.19	1,733	6,134	7,867
Imués	35.52	57.5	55.43	688	6,699	7,387
Ipiales	17.67	57.67	30.66	74,567	35,298	109,865
La Cruz	40.98	88.56	71.67	6,271	11,362	17,633
La Florida	20.91	51.33	46.21	1,879	9,272	11,151
La Llanada	26.72	48.45	37.12	1,950	1,744	3,694
La Tola	99.14	74.99	91.46	5,844	2,727	8,571
La Unión	28.31	43.72	38.04	10,240	17,348	27,588
Leiva	52.6	68.78	64.26	3,302	8,523	11,825
Linares	31.03	59.46	53.94	2,260	9,286	11,546
Los Andes	48.33	80.07	68.49	5,425	9,445	14,870
Maguí	57.13	90.45	82.52	3,289	10,542	13,831
Mallama	51.25	44.93	46.06	1,484	6,833	8,317
Mosquera	97.81	77.9	84.32	3,828	8,045	11,873
Nariño	38.32	46.33	40.21	3,215	995	4,210
Olaya Herrera	35.27	69.71	65.56	3,280	23,945	27,225
Ospina	31.86	68.53	59.19	2,097	6,136	8,233
Pasto	11.07	38.48	16.2	312,759	71,087	383,846
Policarpa	34.42	50.01	46.56	2,197	7,601	9,798
Potosí	22.99	46.17	42.6	2,016	11,024	13,040
Providencia	33.21	81.79	64.53	4,165	7,561	11,726
Puerres	28.62	54.3	46.15	2,811	6,039	8,850
Pupiales	26.09	46.87	40.94	5,257	13,158	18,415
Ricaurte	28.39	72.07	65.91	2,085	12,584	14,669
Roberto Payán	49.59	74.13	72.92	849	16,437	17,286
Samaniego	36.25	70.05	58.03	17,813	32,179	49,992
Sandoná	27.4	53.45	43.32	10,780	14,354	25,134
San Bernardo	24.46	66.4	57.35	3,124	11,363	14,487
San Lorenzo	32.63	60.64	57.31	2,203	16,227	18,430
San Pablo	20.84	37.73	33.34	3,891	11,041	14,932
San Pedro de Cartago	14.86	60.6	57	582	6,465	7,047
Santa Bárbara*	100	100	100	2,689	5,926	8,615

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Nariño (Continuación)						
Santacruz	29.53	81.03	67.98	4,275	12,594	16,869
Sapuyes	38.1	35.69	36.22	1,636	5,733	7,369
Taminango	35.55	60.23	55.11	3,597	13,757	17,354
Tangua	31.49	60.01	54.38	2,140	8,532	10,672
San Andrés de Tumaco	48.74	48.66	48.7	85,885	75,605	161,490
Túquerres	22.56	53.76	41.32	16,489	24,716	41,205
Yacuanquer	39.87	70.91	63.39	2,431	7,581	10,012
Norte de Santander (35)	**22.49**	**58.91**	**30.43**	**120,430**	**221,991**	**342,421**
Abrego	36.19	58.74	48.44	14,683	17,459	32,142
Arboledas	27.97	60.69	52.01	2,289	6,300	8,589
Bochalema	13.53	37.95	29.31	2,333	4,225	6,558
Bucarasica	46.21	66.80	64.33	549	3,958	4,507
Cácota	26.23	63.1	52.8	724	1,789	2,513
Cáchira	14.78	54.95	49.20	1,516	9,041	10,557
Chinácota	18.16	31.7	22.92	9,557	5,179	14,736
Chitagá	24.47	67.73	52.59	3,395	6,220	9,615
Convención	21.81	62.4	45.10	5,975	8,043	14,018
Cucutilla	22.93	65.05	58.61	1,275	7,043	8,318
Durania	24.61	42.19	34.11	1,941	2,240	4,181
El Carmen	31.06	74.7	66.53	2,199	9,551	11,750
El Tarra	50.32	87.1	73.11	3,811	6,114	9,925
El Zulia	35.60	52.27	42.93	11,321	8,926	20,247
Gramalote	20.06	44.32	32.9	2,934	3,299	6,233
Hacarí	37.73	85.00	79.18	1,084	7,032	8,116
Herrán	22.57	43.23	38.11	1,102	3,344	4,446
Labateca	12.17	51.68	42.94	1,291	4,485	5,776
La Esperanza	34.58	64.25	60.74	1,341	9,548	10,889
La Playa	13.89	55.56	50.83	656	5,150	5,806
Lourdes	17.82	44.69	35.19	1,211	2,196	3,407
Mutiscua	12.89	41.79	37.41	589	3,258	3,847
Pamplonita	20.57	49.79	44.8	821	3,946	4,767
Puerto Santander	43.13	65.12	43.36	8,026	86	8,112
Ragonvalia	27.18	55.87	44.18	2,763	3,994	6,757
Salazar	36.09	48.30	43.59	3,579	5,693	9,272
San Calixto	44.55	80.28	73.89	1,829	8,008	9,837
San Cayetano	30.23	42.67	38.28	1,593	2,898	4,491
Santiago	21.29	46.78	35.56	1,187	1,475	2,662
Sardinata	28.97	70.67	53.3	8,018	11,407	19,425

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Norte de Santander (Continuación)						
Silos	20.71	45.68	41.33	935	4,251	5,186
Teorama	34.74	60.1	56.53	2,187	13,105	15,292
Tibú	40.31	67.22	56.76	11,711	18,348	30,059
Toledo	16.95	51.01	41.68	4,234	11,144	15,378
Villa Caro	33.80	68.23	56.06	1,771	3,236	5,007
Quindío (4)	**15.28**	**22.23**	**16.20**	**12,512**	**11,394**	**23,906**
Buenavista	10.83	30.3	22.45	1,173	1,781	2,954
Córdoba	18.01	33.18	24.82	2,897	2,341	5,238
Génova	22.33	28.74	25.42	4,756	4,537	9,293
Pijao	18.16	31.44	23.86	3,686	2,735	6,421
Risaralda (7)	**13.06**	**32.06**	**17.47**	**41,906**	**83,294**	**125,200**
Apía	15.59	30.21	24.34	5,209	7,680	12,889
Belén de Umbría	18.43	28.93	24.07	12,328	14,275	26,603
Guática	16.83	28.50	25.69	3,644	11,458	15,102
Mistrató	21.89	55.29	45.01	3,834	8,604	12,438
Pueblo Rico	24.88	61.77	52.91	2,744	8,692	11,436
Quinchía	18.49	38.11	33.47	7,560	24,436	31,996
Santuario	16.2	29.54	23.59	6,587	8,149	14,736
San Andrés y Providencia (2)	**N.D.**	**N.D.**	**N.D.**	**42,641**	**16,932**	**59,573**
San Andrés	N.D.	N.D.	N.D.	40,902	14,524	55,426
Providencia	N.D.	N.D.	N.D.	1,739	2,408	4,147
Santander (62)	**13.54**	**45.37**	**21.93**	**184,305**	**277,897**	**462,202**
Aguada	15.49	44.65	41.02	227	1,590	1,817
Aratoca	22.47	58.76	49.20	2,188	6,097	8,285
Barichara	10.47	42.49	30.99	2,588	4,475	7,063
Betulia	20.16	49.48	43.21	1,159	4,085	5,244
Cabrera	41.94	39.53	40.13	465	1,409	1,874
California	21.05	31.85	26.64	860	923	1,783
Capitanejo	18.61	77.99	46.27	3,184	2,804	5,988
Carcasí	28.57	71.84	66.71	602	4,471	5,073
Cepitá	8.76	59.46	47.9	477	1,507	1,984
Cerrito	24.77	60.06	46.15	2,454	3,733	6,187
Charalá	14.91	34.39	24.08	5,916	5,203	11,119
Charta	6.90	38.13	32.35	575	2,494	3,069
Chima	28.01	49.23	43.94	819	2,454	3,273
Cimitarra	32.69	54.64	45.74	12,896	19,228	32,124
Concepción	20.69	53.08	39.21	2,462	3,276	5,738
Confines	24.51	30.99	30.13	362	2,343	2,705

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Santander (Continuación)						
Contratación	23.95	45.96	29.87	2,890	1,014	3,904
Coromoro	15.30	46.28	43.00	648	5,462	6,110
Curití	18.58	49.08	40.21	3,325	8,018	11,343
El Carmen de Chucurí	31.74	58.27	51.08	4,903	13,200	18,103
El Guacamayo	18.64	40.1	36.16	418	1,838	2,256
El Playón	28.41	57.28	44.92	5,498	7,382	12,880
Encino	20.73	38.00	35.35	413	2,255	2,668
Enciso	14.21	45.69	40.87	622	3,272	3,894
Galán	23.37	49.51	42.85	752	2,151	2,903
Gámbita	18.23	57.97	53.66	417	3,424	3,841
Guaca	26.91	51.51	44.71	1,936	4,844	6,780
Guadalupe	16.35	38.65	32.08	1,650	3,765	5,415
Guapotá	17.63	22.79	21.67	496	1,733	2,229
Hato	40.41	47.18	45.09	743	1,615	2,358
Jordán	38.6	61.99	60.81	64	1,076	1,140
Landázuri	37.35	52.41	48.87	3,116	10,027	13,143
Los Santos	24.63	42.62	40.44	1,280	9,334	10,614
Macaravita	31.84	73.54	69.27	297	2,343	2,640
Málaga	14.65	49.7	21.24	14,929	3,414	18,343
Matanza	14.09	34.24	30.39	1,115	4,574	5,689
Mogotes	20.46	63.2	49.42	3,500	7,164	10,664
Molagavita	9.6	54.31	49.00	659	4,644	5,303
Ocamonte	7.74	27.33	24.79	633	4,244	4,877
Oiba	27.14	48.55	39.6	4,533	6,282	10,815
Onzaga	13.17	64.16	53.78	1,160	4,367	5,527
Palmar	31.48	54.15	46.39	702	1,313	2,015
Palmas del Socorro	26.47	30.07	29.15	622	1,769	2,391
Páramo	17.89	29.12	25.64	1,129	2,514	3,643
Puerto Parra	53.46	48.89	50.91	2,845	3,617	6,462
Rionegro	24.04	43.73	39.31	6,037	20,731	26,768
San Benito	25.49	36.47	35.3	408	3,436	3,844
San Gil	7.94	29.74	11.14	36,748	6,240	42,988
San Joaquín	11.48	51.55	41.48	736	2,126	2,862
San José de Miranda	19.63	65.79	56.8	922	3,809	4,731
San Miguel	18.09	69.92	61.96	398	2,194	2,592
Santa Bárbara	19.35	41.92	39.05	358	1,913	2,271
Santa Helena del Opón	18.76	62.66	56.91	569	3,760	4,329
Simacota	25.21	55.81	48.18	2,202	6,542	8,744

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Santander (Continuación)						
Socorro	9.46	34.75	15.07	22,807	5,951	28,758
Suaita	22.48	38.06	35.09	1,924	8,045	9,969
Suratá	20.8	49.28	44.08	661	2,904	3,565
Tona	16.9	24.69	24.1	508	6,143	6,651
Valle de San José	11.38	38.86	29.35	1,778	3,304	5,082
Vetas	13.79	24.26	20.8	559	1,150	1,709
Villanueva	19.57	49.83	34.4	3,477	3,331	6,808
Zapatoca	12.44	26.94	18.11	5,684	3,571	9,255
Sucre (8)	**46.6**	**69.48**	**54.86**	**38,220**	**81,680**	**119,900**
Caimito	53.86	73.18	68.03	2,929	8,031	10,960
Colosó	80.6	82.39	81.51	2,991	3,022	6,013
Chalán	65.79	80.66	71.03	2,505	1,365	3,870
El Roble	75.17	68.87	71.58	3,659	4,810	8,469
Guaranda	64.84	84.25	76.94	5,693	9,387	15,080
Majagual	54.54	82.35	73.96	9,452	21,761	31,213
Sucre	54.4	89.05	80.3	5,517	16,199	21,716
San Benito de Abad	52.84	71.59	67.06	5,474	17,105	22,579
Tolima (16)	**19.68**	**50.92**	**29.85**	**60,595**	**141,052**	**201,647**
Alpujarra	28.80	44.92	39.31	1,805	3,293	5,098
Anzoátegui*	100	100	100	2,016	6,355	8,371
Ataco	43.96	75.66	66.43	4,566	11,099	15,665
Cajamarca	20.29	35.57	28.34	9,264	10,237	19,501
Coello	37.61	47.45	45.77	1,531	7,409	8,940
Coyaima	36.35	78.09	71.74	4,224	23,509	27,733
Cunday	25.58	46.02	40.54	2,282	6,163	8,445
Dolores	34.18	59.92	45.32	3,206	2,430	5,636
Murillo	33.59	42.38	39.61	1,569	3,384	4,953
Planadas	36.81	69.26	60.17	7,146	18,296	25,442
Prado	18.99	54.49	40.33	3,426	5,179	8,605
Rioblanco	33.42	72.55	65.95	4,269	20,724	24,993
Roncesvalles	26.87	38.84	35.51	1,727	4,363	6,090
Rovira	31.85	57.59	45.96	9,391	11,859	21,250
Santa Isabel	27.99	29.67	29.09	2,235	4,218	6,453
Suárez	38.13	62.49	51.95	1,938	2,534	4,472
Putumayo (13)	**26.54**	**46.22**	**36.01**	**124,315**	**112,882**	**237,197**
Colón	15.16	25.65	19.65	2,401	1,797	4,198
Mocoa	24.83	36.05	27.91	26,439	9,746	36,185

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Putumayo (Continuación)						
Orito	41.64	58.43	51.11	17,731	21,788	39,519
Puerto Asís	20.94	45.59	30.7	28,003	17,742	45,745
Puerto Caicedo	25.45	47.61	41.38	2,975	7,606	10,581
Puerto Guzmán*	100	100	100	2,833	2,281	5,114
Puerto Leguízamo	33.28	49.43	37.82	7,142	2,796	9,938
Sibundoy	17,82	27	20,66	7,962	3,567	11,529
San Francisco	17.91	33.93	24.82	2,998	2,272	5,270
San Miguel	26.68	44.55	40.62	3,351	11,894	15,245
Santiago	20.52	50.79	39.98	2,081	3,749	5,830
Valle del Guamuez	29.35	45.25	39.16	12,615	20,343	32,958
Villagarzón	25.55	46.47	35.68	7,784	7,301	15,085
Amazonas (11)	**30.83**	**59.38**	**44.41**	**23,194**	**21,969**	**45,163**
El Encanto*	N.D.	100	100	N.D.	138	138
La Chorrera	N.D.	52.89	52.89	N.D.	2,027	2,027
La Pedrera	N.D.	58.8	58.8	N.D.	1,187	1,187
La Victoria*	N.D.	N.D.	100	N.D.	N.D.	N.D.
Leticia	30.86	54.09	37.65	23,194	9,256	32,450
Miriti - Paraná*	N.D.	100	100	N.D.	13	13
Puerto Alegría*	N.D.	100	100	N.D.	4	4
Puerto Arica	N.D.	71.56	71.56	N.D.	1,343	1,343
Puerto Nariño	30.44	68.26	58.35	N.D.	5,029	5,029
Puerto Santander*	N.D.	100	100	N.D.	565	565
Tarapacá	N.D.	57.91	57.91	N.D.	2,407	2,407
Guaviare (3)	**34.02**	**61.86**	**39.89**	**9,810**	**7,109**	**16,919**
Calamar	20.84	58.6	28.52	4,855	1,239	6,094
El Retorno*	100	100	100	3,364	755	4,119
Miraflores	27.84	49.54	44.39	1,591	5,115	6,706
Guainía (9)	**45.66**	**81.17**	**60.62**	**10,891**	**7,906**	**18,797**
Barranco Minas*	N.D.	100	100	N.D.	1,262	1,262
Cacahual*	N.D.	100	100	N.D.	120	120
La Guadalupe*	N,D,	100	100	N,D,	226	226
Mapiripana*	N.D.	N.D.	100	N.D.	N.D.	N.D.
Morichal*	N.D.	N.D.	100	N.D.	N.D.	N.D.
Pana Pana*	N.D.	N.D.	100	N.D.	N.D.	N.D.
Puerto Colombia	N.D.	97.79	97.79	N.D.	1,043	1,043
Puerto Inírida	45.66	84.45	57.53	10,891	4,785	15,676
San Felipe*	N.D.	100	100	N.D.	470	470

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 2011

Departamento/Municipio	NBI% Cabecera	NBI% Resto	NBI% Total	Población (No. de habitantes) Cabecera	Población (No. de habitantes) Resto	Población (No. de habitantes) Total
Valle del Cauca (17)	**14.06**	**26.22**	**15.68**	**94,084**	**127,732**	**221,816**
Alcalá	22.57	33.07	25.56	9,106	3,610	12,716
Argelia	28.84	30.39	29.6	2,982	2,909	5,891
Bolívar	13.21	35.87	30.37	3,621	11,206	14,827
Calima	15.44	24.41	19.12	8,945	6,166	15,111
Dagua	18.19	27.05	24.98	8,020	26,290	34,310
El Águila	18.04	30.51	27.27	2,411	6,813	9,224
El Cairo	18.37	34.29	29.44	2,817	6,288	9,105
El Dovio	20.56	26.36	N.D.	5,175	3,915	9,090
La Cumbre	14.12	24.9	22.69	2,243	8,579	10,822
Restrepo	15.36	28.00	20.84	7,881	6,000	13,881
Rio Frio	19.36	28.00	20.84	5,224	10,178	15,402
Toro	25.69	35.99	29.9	9,110	6,285	15,395
Trujillo	18.6	25.65	22.79	7,375	10,767	18,142
Ulloa	16.18	28.5	23.40	2,167	2,999	5,166
Versalles	11.08	26.23	18.95	3,831	4,156	7,987
Vijes	14.74	30.87	21.15	5,786	3,806	9,592
Yotoco	16.46	36.1	26.59	7,390	7,765	15,155
Vaupés (6)	**40.26**	**88.18**	**54.77**	**13,977**	**5,966**	**19,943**
Caruru*	100	N.D.	100	641	N,D,	641
Mitú	40.26	90.89	51.78	13,171	3,809	16,980
Pacoa*	N.D.	N.D.	100	N.D.	N.D.	N.D.
Papunaua*	N.D.	100	100	N.D.	106	106
Taraira	27.88	92.59	82.07	165	850	1,015
Yavaraté	N.D.	78.52	78.52	N.D.	1,201	1,201
Vichada (4)	**41.94**	**84.4**	**66.95**	**18,687**	**25,905**	**44,592**
Cumaribo	46.43	90.71	82.43	4,486	19,504	23,990
La Primavera*	100	100	100	2,405	2,112	4,517
Puerto Carreño	39.11	66.04	45.62	9,926	2,971	12,897
Santa Rosalía	46.68	75.11	58.44	1,870	1,318	3,188
Total nacional	**19.66**	**53.51**	**27.78**	**3,317,217**	**4,876,864**	**8,194,081**
Municipios						**672**

(*) El DANE asignó el máximo valor de NBI (100%), por no contar con información suficiente para su estimación.
(**) Municipios creados con posterioridad al Censo 2005, los cuales han generado cambios en la distribución cabecera-resto a nivel departamental y nacional.

Fuente: DANE, Censo 2005.

Municipios que no cuentan con servicio de gas natural

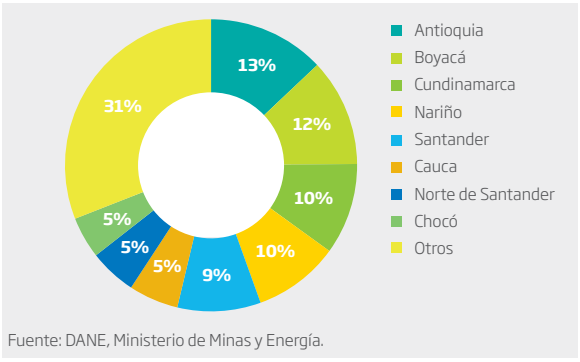
Fuente: DANE.

Colombia cuenta en la actualidad con 672 municipios que aún no disponen del servicio de gas natural, distribuidos en 30 departamentos del territorio nacional.

Los departamentos que hasta el momento no les ha llegado el servicio a ningún municipio, es decir, que no ha llegado por primera vez, son: Amazonas, Arauca, Chocó, Guainía, Nariño, Putumayo, San Andrés y Providencia, Vaupés y Vichada. Se destaca que los departamentos del Atlántico y La Guajira presentan una cobertura del 100% de sus municipios.

Es importante resaltar que no obstante haber sido exitosos los programas de masificación implementados por el Gobierno para el desarrollo del sector, existe un mercado amplio con potencial para atender.

Composición por departamento
Municipios sin gas natural



Fuente: DANE, Ministerio de Minas y Energía.

CIFRAS FINANCIERAS DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR

Cifras consolidadas

Consolidado distribuidoras
Cifras financieras

	2007	2008	2009	2010	2011
Activo	3,362,856	4,000,289	4,352,388	4,940,600	5,493,702
Pasivo	1,289,491	1,677,911	1,747,116	2,030,222	2,304,739
Patrimonio	2,073,365	2,322,378	2,605,272	2,910,379	3,188,963
Ingreso operacional	2,369,320	2,820,838	3,243,925	3,239,884	3,609,633
Utilidad operacional	351,104	417,195	525,962	508,612	458,096
Utilidad neta	432,759	575,190	597,239	621,109	579,409

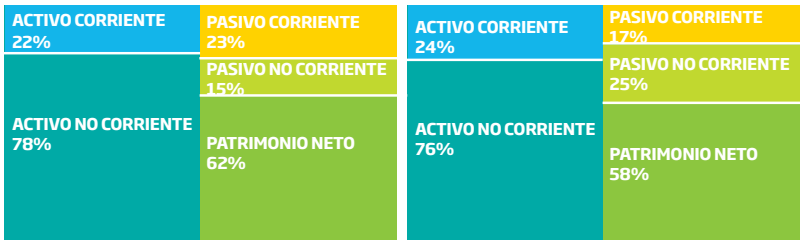
Fuente: SUI.

Consolidado distribuidoras
Indicadores financieros

	2007	2008	2009	2010	2011
Endeudamiento	38%	42%	40%	41%	42%
Margen neto	18%	20%	18%	19%	16%
Margen operacional	15%	15%	16%	16%	13%
Rentabilidad del activo	13%	14%	14%	13%	11%
Rentabilidad del patrimonio	21%	25%	23%	21%	18%

Fuente: SUI.

Equilibrio patrimonial distribuidoras



Fuente: SUI.

Consolidado transportadoras
Cifras financieras

	2007	2008	2009	2010	2011
Activo	5,546,599	6,247,849	6,127,602	6,906,428	8,070,910
Pasivo	2,974,068	3,435,659	3,632,205	3,938,831	4,055,270
Patrimonio	2,572,531	2,812,190	2,495,397	2,967,597	4,015,640
Ingreso operacional	596,626	728,803	850,263	876,547	921,206
Utilidad operacional	256,953	314,556	414,501	274,832	422,823
Utilidad neta	485,526	71,226	477,384	357,185	235,760

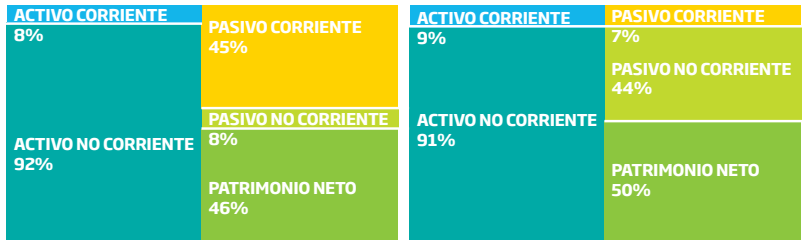
Fuente: SUI.

Consolidado transportadoras
Indicadores financieros

	2007	2008	2009	2010	2011
Endeudamiento	54%	55%	59%	57%	50%
Margen neto	81%	10%	56%	41%	26%
Margen operacional	43%	43%	49%	31%	46%
Rentabilidad del activo	9%	1%	8%	5%	3%
Rentabilidad del patrimonio	19%	3%	19%	12%	6%

Fuente: SUI.

Equilibrio patrimonial transportadoras



Fuente: SUI.

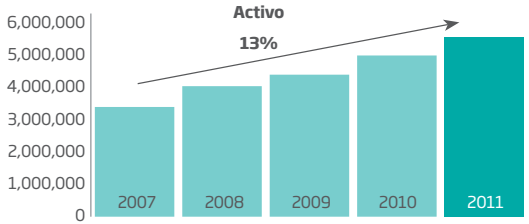
Distribuidoras de gas natural

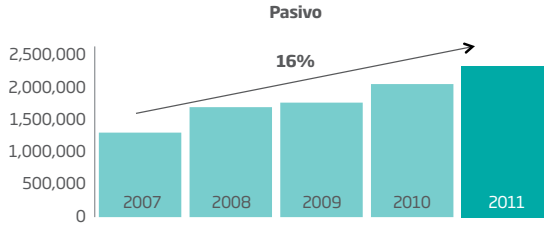
Balance general distribuidoras - cifras en millones de pesos

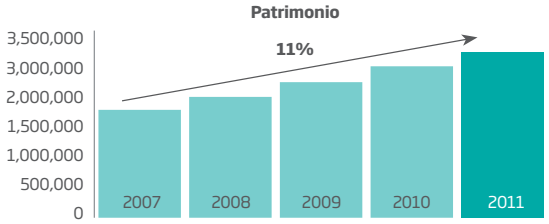
	Activo					Pasivo					Patrimonio				
	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos	263,887	315,901	359,665	430,953	494,193	42,237	57,384	71,783	87,313	114,590	221,650	258,517	287,882	343,640	379,603
Efigas	215,947	245,287	239,103	251,621	301,575	86,690	89,934	86,467	98,927	140,698	129,257	155,353	152,636	152,694	160,877
EPM	509,797	633,109	618,552	641,285	672,905	199,694	268,990	242,721	260,551	283,980	310,103	364,119	375,831	380,734	388,926
Gas Natural	646,237	731,997	889,935	1,095,551	1,457,154	203,693	242,671	278,283	345,542	403,792	442,544	489,326	611,652	750,009	1,053,362
Gas Natural Cundiboyacense	104,503	106,403	143,275	114,492	121,176	53,453	54,222	55,646	57,568	66,114	51,050	52,181	87,629	56,924	55,062
Gases de La Guajira	43,039	44,344	51,294	54,652	60,687	17,136	16,105	15,441	20,680	25,416	25,903	28,239	35,852	33,972	35,271
Gases de Occidente	391,689	443,654	490,282	598,246	664,648	205,570	241,614	238,068	353,832	421,770	186,119	202,040	252,214	244,414	242,878
Gases del Caribe	483,245	632,349	657,962	731,703	688,034	211,168	359,287	361,284	401,003	356,952	272,077	273,062	296,678	330,700	331,082
Gasoriente	109,589	119,481	156,705	163,778	157,920	23,069	20,025	36,381	37,896	57,350	86,520	99,456	120,323	125,882	100,569
Llanogas	69,312	85,095	114,085	165,911	174,922	23,383	38,030	70,466	73,119	75,968	45,929	47,065	43,619	92,792	98,955
Surtigas	313,817	378,217	431,212	478,126	464,061	174,821	208,687	243,584	245,661	289,840	138,996	169,530	187,628	232,465	174,221
Otras distribuidoras	211,795	264,453	200,319	214,283	236,428	48,576	80,963	46,992	48,130	68,270	163,219	183,490	153,327	166,153	168,158
Total	**3,362,856**	**4,000,289**	**4,352,388**	**4,940,600**	**5,493,702**	1,289,491	1,677,911	1,747,116	2,030,222	2,304,739	**2,073,365**	**2,322,378**	**2,605,272**	**2,910,379**	**3,188,963**
Variación anual	13%	19%	9%	14%	11%	22%	30%	4%	16%	14%	(1%)	12%	12%	12%	10%
Variación periodo					63%					79%					54%

Fuente: SUI.

Evolución del balance general de las distribuidoras - cifras en $MM







Fuente: SUI.

Estado de resultados distribuidoras - cifras en millones de pesos

Ingreso operacional

	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos	106,295	127,257	158,910	190,310	236,526
Efigas	125,385	123,706	166,597	171,016	204,832
EPM	213,063	320,669	307,491	318,560	405,619
Gas Natural	707,464	904,079	978,897	903,732	1,066,631
Gas Natural Cundiboyacense	57,063	68,664	150,348	85,237	99,208
Gases de La Guajira	16,849	20,015	22,550	23,701	28,359
Gases de Occidente	300,579	387,611	471,590	457,014	476,764
Gases del Caribe	335,546	382,811	415,335	485,434	483,743
Gasoriente	113,614	106,537	113,815	95,746	102,488
Llanogas	35,167	44,468	71,253	73,540	75,933
Surtigas	186,680	243,895	290,655	333,232	324,985
Otras distribuidoras	171,616	91,126	96,483	102,361	104,546
Total	**2,369,320**	**2,820,838**	**3,243,925**	**3,239,884**	**3,609,633**
Variación anual	15%	19%	15%	0%	11%
Variación periodo					52%

Utilidad operacional

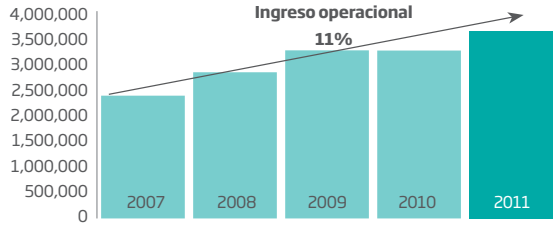
	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos	12,373	10,943	14,927	25,308	24,377
Efigas	15,001	19,783	57,432	42,786	43,070
EPM	10,591	19,060	18,252	11,603	17,852
Gas Natural	144,281	189,648	231,765	210,709	214,868
Gas Natural Cundiboyacense	11,155	13,167	17,833	17,081	9,220
Gases de La Guajira	2,048	1,970	3,028	2,063	1,731
Gases de Occidente	31,730	46,209	56,400	51,505	43,465
Gases del Caribe	45,422	50,263	53,464	80,667	42,383
Gasoriente	21,930	17,726	24,523	6,767	6,443
Llanogas	4,292	6,737	7,884	9,586	8,924
Surtigas	22,134	26,720	23,903	32,132	28,697
Otras distribuidoras	30,148	14,969	16,552	18,405	17,068
Total	**351,104**	**417,195**	**525,962**	**508,612**	**458,096**
Variación anual	14%	19%	26%	(3%)	(10%)
Variación periodo					30%

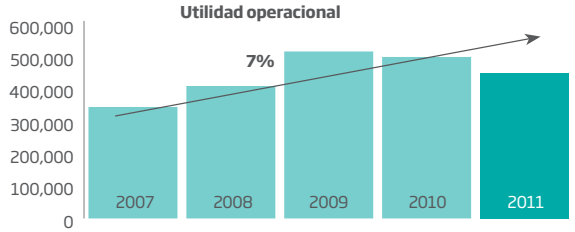
Utilidad neta

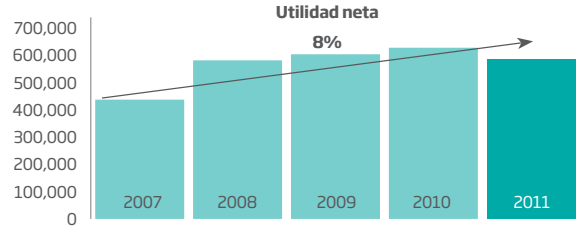
	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos	32,843	34,151	39,476	49,080	49,194
Efigas	23,211	27,177	38,510	40,615	38,068
EPM	10,420	28,061	25,676	16,723	16,416
Gas Natural	115,443	147,345	207,463	205,668	214,868
Gas Natural Cundiboyacense	10,987	7,853	12,911	14,334	9,220
Gases de La Guajira	3,160	3,618	5,503	4,963	4,852
Gases de Occidente	54,596	64,829	71,852	65,939	69,166
Gases del Caribe	85,693	174,889	105,586	106,747	103,827
Gasoriente	14,243	12,865	18,020	4,450	6,443
Llanogas	3,545	5,248	4,838	3,670	4,094
Surtigas	44,689	48,820	47,427	87,306	43,788
Otras distribuidoras	33,931	20,336	19,978	21,614	19,475
Total	**432,759**	**575,190**	**597,239**	**621,109**	**579,409**
Variación anual	(1%)	33%	4%	4%	(7%)
Variación periodo					34%

Fuente: SUI.

Evolución del estado de reusltados de las distribuidoras - cifras en $MM







Fuente: SUI.

Indicadores financieros distribuidoras

Margen neto

	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos	31%	27%	25%	26%	21%
Efigas	19%	22%	23%	24%	19%
EPM	5%	9%	8%	5%	4%
Gas Natural	16%	16%	21%	23%	20%
Gas Natural Cundiboyacense	19%	11%	9%	17%	9%
Gases de La Guajira	19%	18%	24%	21%	17%
Gases de Occidente	18%	17%	15%	14%	15%
Gases del Caribe	26%	46%	25%	22%	21%
Gasoriente	13%	12%	16%	5%	6%
Llanogas	10%	12%	7%	5%	5%
Surtigas	24%	20%	16%	26%	13%
Otras distribuidoras	20%	22%	21%	21%	19%
Total	**18%**	**20%**	**18%**	**19%**	**16%**

Margen operacional

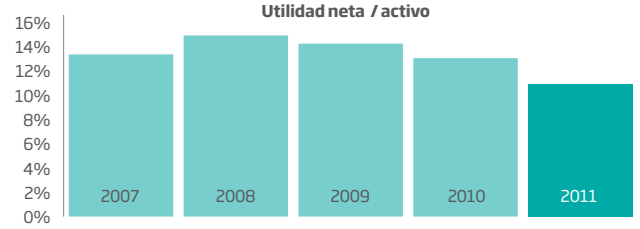
	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos	12%	9%	9%	13%	10%
Efigas	12%	16%	34%	25%	21%
EPM	5%	6%	6%	4%	4%
Gas Natural	20%	21%	24%	23%	20%
Gas Natural Cundiboyacense	20%	19%	12%	20%	9%
Gases de La Guajira	12%	10%	13%	9%	6%
Gases de Occidente	11%	12%	12%	11%	9%
Gases del Caribe	14%	13%	13%	17%	9%
Gasoriente	19%	17%	22%	7%	6%
Llanogas	12%	15%	11%	13%	12%
Surtigas	12%	11%	8%	10%	9%
Otras distribuidoras	18%	16%	17%	18%	16%
Total	**15%**	**15%**	**16%**	**16%**	**13%**

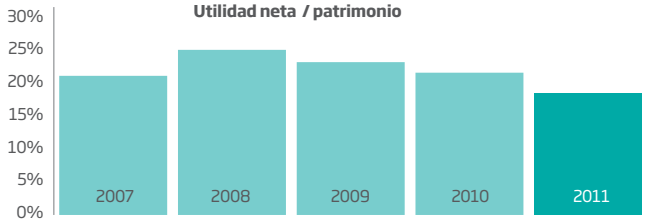
Endeudamiento

	2007	2008	2009	2010	2011
Alcanos	16%	18%	20%	20%	23%
Efigas	40%	37%	36%	39%	47%
EPM	39%	42%	39%	41%	42%
Gas Natural	32%	33%	31%	32%	28%
Gas Natural Cundiboyacense	51%	51%	39%	50%	55%
Gases de La Guajira	40%	36%	30%	38%	42%
Gases de Occidente	52%	54%	49%	59%	63%
Gases del Caribe	44%	57%	55%	55%	52%
Gasoriente	21%	17%	23%	23%	36%
Llanogas	34%	45%	62%	44%	43%
Surtigas	56%	55%	56%	51%	62%
Otras distribuidoras	23%	31%	23%	22%	29%
Total	**38%**	**42%**	**40%**	**41%**	**42%**

Fuente: SUI.

Rentabilidad de las distribuidoras





Fuente: SUI.

Transportadoras de gas natural

Balance general transportadoras- cifras en millones de pesos

Activo

	2007	2008	2009	2010	2011
Progasur	19,711	19,486	21,637	41,059	66,405
Promigas	1,917,418	2,440,881	2,009,731	2,204,454	2,383,225
TGI	3,421,787	3,541,774	3,677,131	4,050,323	4,971,224
Transgastol	15,816	16,372	14,621	14,124	15,848
Transmetano	117,106	118,277	118,379	125,814	129,969
Transoccidente	9,429	11,507	11,652	12,625	15,751
Transoriente	45,331	99,553	274,453	458,029	488,489
Total	**5,546,599**	**6,247,849**	**6,127,602**	**6,906,428**	**8,070,910**
Variación anual	60%	13%	(2%)	13%	17%
Variación periodo					46%

Pasivo

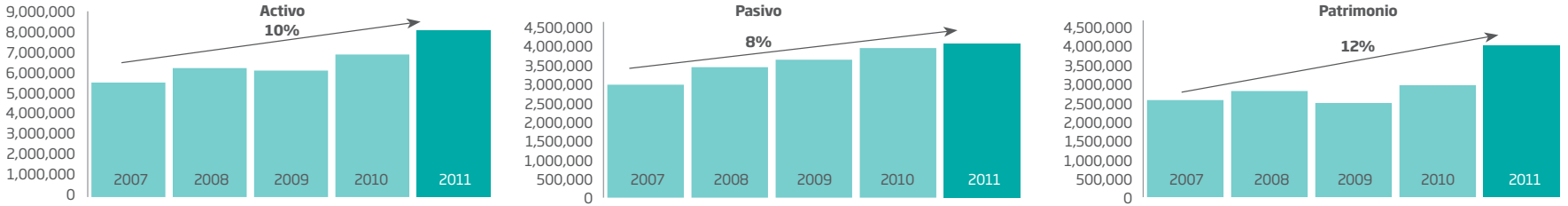
2007	2008	2009	2010	2011
3,590	2,146	1,971	11,962	25,885
579,817	688,691	864,158	1,017,919	1,078,842
2,357,095	2,657,781	2,545,475	2,497,241	2,594,881
1,475	1,705	1,915	1,673	2,340
17,506	23,356	21,542	34,885	34,788
1,253	2,098	1,662	1,634	2,130
13,332	59,882	195,484	373,516	316,404
2,974,068	**3,435,659**	**3,632,205**	**3,938,831**	**4,055,270**
390%	16%	6%	8%	3%
				36%

Patrimonio

2007	2008	2009	2010	2011
16,121	17,340	19,666	29,097	40,520
1,337,601	1,752,190	1,145,573	1,186,535	1,304,383
1,064,693	883,993	1,131,656	1,553,082	2,376,343
14,341	14,667	12,706	12,450	13,508
99,600	94,921	96,837	90,929	95,180
8,176	9,409	9,990	10,991	13,621
31,999	39,670	78,969	84,514	172,085
2,572,531	**2,812,190**	**2,495,397**	**2,967,597**	**4,015,640**
(10%)	9%	(11%)	19%	35%
				56%

Fuente: SUI.

Evolución del balance general de las transportadoras- cifras en $MM



Fuente: SUI.

Estado de resultados transportadoras - cifras en millones de pesos

Ingreso operacional

	2007	2008	2009	2010	2011
Progasur	2,223	3,566	3,576	3,568	5,358
Promigas	194,617	205,528	245,949	261,773	226,216
TGI	352,433	471,419	545,246	559,414	626,838
Transgastol	4,251	4,682	5,482	5,611	5,939
Transmetano	30,707	30,844	34,981	32,206	33,174
Transoccidente	2,803	3,104	4,015	3,414	5,035
Transoriente	9,593	9,660	11,015	10,562	18,646
Total	**596,626**	**728,803**	**850,263**	**876,547**	**921,206**
Variación anual	(4%)	22%	17%	3%	5%
Variación periodo					54%

Utilidad operacional

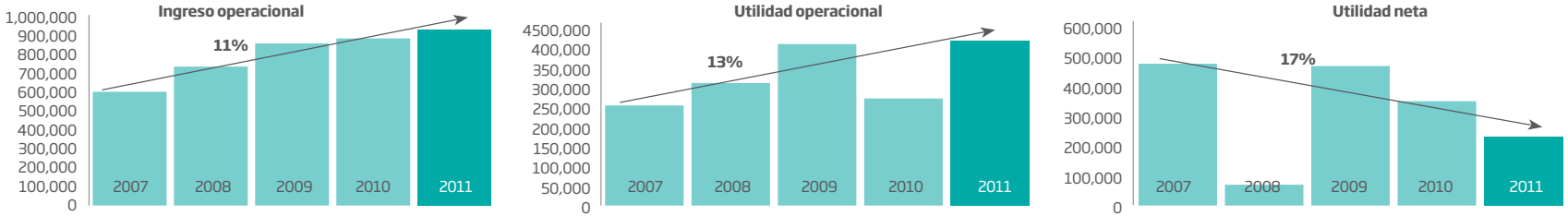
2007	2008	2009	2010	2011
162	1,388	1,630	1,097	2,042
56,399	39,419	82,920	85,396	65,298
187,104	258,326	309,499	169,921	334,641
976	1,231	2,250	1,998	2,732
8,148	9,156	12,142	10,567	11,026
1,150	976	889	1,066	2,185
3,013	4,060	5,170	4,788	4,897
256,953	**314,556**	**414,501**	**274,832**	**422,823**
(4%)	22%	32%	(34%)	54%
				65%

Utilidad neta

2007	2008	2009	2010	2011
(193)	1,136	1,537	2,389	4,177
182,241	236,212	204,231	265,484	186,507
289,990	(180,700)	247,663	69,831	25,614
1,113	1,329	2,346	2,090	2,935
7,349	9,034	12,701	10,198	9,953
1,368	1,044	936	1,118	2,305
3,659	3,171	7,970	6,075	4,267
485,526	**71,226**	**477,384**	**357,185**	**235,760**
55%	(85%)	570%	(25%)	(34%)
				(51%)

Fuente: SUI.

Evolución del estado de resultados de las transportadoras - cifras en $MM



Fuente: SUI.

Indicadores financieros transportadoras

Margen neto

	2007	2008	2009	2010	2011
Progasur	(9%)	32%	43%	67%	78%
Promigas	94%	115%	83%	101%	82%
TGI	82%	(38%)	45%	12%	4%
Transgastol	26%	28%	43%	37%	49%
Transmetano	24%	29%	36%	32%	30%
Transoccidente	49%	34%	23%	33%	46%
Transoriente	38%	33%	72%	58%	23%
Total	**81%**	**10%**	**56%**	**41%**	**26%**

Margen operacional

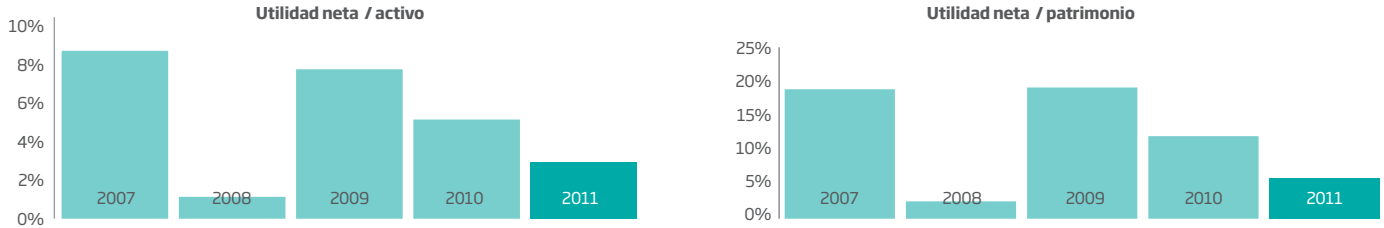
2007	2008	2009	2010	2011
7%	39%	46%	31%	38%
29%	19%	34%	33%	29%
53%	55%	57%	30%	53%
23%	26%	41%	36%	46%
27%	30%	35%	33%	33%
41%	31%	22%	31%	43%
31%	42%	47%	45%	26%
43%	**43%**	**49%**	**31%**	**46%**

Endeudamiento

2007	2008	2009	2010	2011
18%	11%	9%	29%	39%
30%	28%	43%	46%	45%
69%	75%	69%	62%	52%
9%	10%	13%	12%	15%
15%	20%	18%	28%	27%
13%	18%	14%	13%	14%
29%	60%	71%	82%	65%
54%	**55%**	**59%**	**57%**	**50%**

Fuente: SUI.

Rentabilidad de las transportadoras



Fuente: SUI.

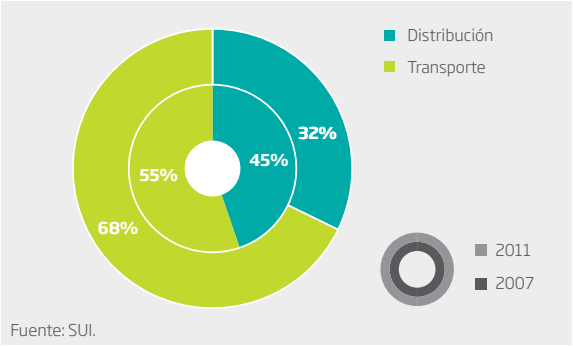
Inversión del sector

Inversión en activos fijos sector gas - $MM

SECTOR	Inicio 2007	Acumulada dic-11	Inversiones durante el periodo 2007 - 2011
Distribución	1,465,404	2,192,795	727,391
Transporte	1,663,421	4,613,940	2,950,519
Total	**3,128,825**	**6,806,735**	**3,677,910**
Variación del periodo		118%	
TRM - Col/US		**1,848**	**1,989**
US$MM		3,683	1,849

Fuente: SUI.

Inversión en activos fijos consolidado



Fuente: SUI.

Inversión en activos fijos sector distribución - $MM

EMPRESA	Inicio 2007	Acumulada dic-11	Inversiones durante el periodo 2007 - 2011
Gas Natural	541,978	643,727	101,750
EPM	248,180	376,685	128,505
Surtigas	102,185	167,479	65,294
Alcanos	68,042	164,061	96,019
Gases del Caribe	124,707	160,121	35,414
Gases de Occidente	88,656	128,794	40,138
Gasoriente	68,361	119,196	50,835
Efigas	27,260	117,312	90,052
Gas Natural Cundiboyacense	67,034	101,364	34,330
Llanogas	44,606	73,775	29,168
Metrogas	16,722	38,797	22,075
Gases del Oriente	27,311	30,404	3,093
Gasnacer	12,952	21,963	9,011
Gases de La Guajira	14,351	18,211	3,860
Otras distribuidoras	13,059	30,906	17,847
Total	**1,465,404**	**2,192,795**	**727,391**
Variación del periodo		50%	
TRM - Col/US		**1,848**	**1,989**
US$MM		1,187	366

Fuente: SUI.

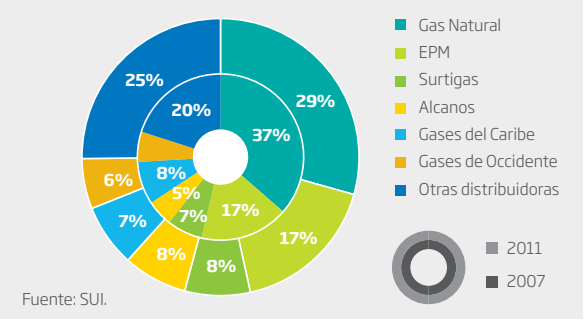
Inversión en activos fijos sector distribución - $MM

EMPRESA	Inicio 2007	Acumulada dic-11	Inversiones durante el periodo 2007 - 2011
TGI	679,737	3,031,809	2,352,072
Promigas	766,910	892,992	126,083
Transoriente	57,983	448,159	390,176
Transmetano	134,719	178,635	43,916
Progasur	8,076	42,918	34,842
Transgastol	9,974	10,205	231
Transoccidente	6,022	9,005	2,983
Coinobras	-	217	217
Total	**1,663,421**	**4,613,940**	**2,950,519**
Variación del periodo		177%	
TRM - Col/US		**1,848**	**1,989**
US$MM		2,497	1,483

Fuente: SUI.

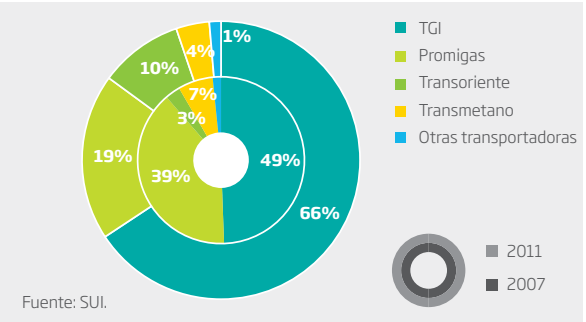
A diciembre 31 de 2011, las empresas transportadoras y distribuidoras del sector gas natural reportaron activos fijos por el orden de 3,683 US$ MM, resultado de la inversión efectuada durante el periodo 2007 - 2011 por la suma de 1,849 US$ MM, siendo el sector transporte el mayor ejecutor de dichas inversiones, con el 80%.

Inversión en activos fijos sector distribución



Fuente: SUI.

Inversión en activos fijos sector transporte



Fuente: SUI.

ANEXOS

ANEXOS

ACTUALIDAD REGULATORIA 2011 - 2012

	Normatividad Minminas	
NORMA	**Fecha**	**Descripción**
		Racionamientos programados
Res 180484	07/04/2011	Se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural.
Res 180552	19/04/2011	Se declara cierre parcial del racionamiento programado mediante Resolución 180484 de abril 7 de 2011.
Res 181181	18/07/2011	Se declara cese del racionamiento programado de gas natural mediante Resolución 180484 de 2011.
Res 180556	1/01/12	Se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural y se adoptan otras medidas.
		Asignación de recursos para pago de subsidios
Res 180627	25/04/2011	Distribuir $68,100 millones a empresas para cubrir los déficits estimados en subsidios
Res 181160	14/07/2011	Distribuir $1,500 millones a empresas para cubrir los déficits estimados en subsidios
Res 182264	19/12/2011	Distribuir $1,500 millones a empresas para cubrir los déficits estimados en subsidios
Res 180375	13/03/2012	Distribuir la suma de $1,800 millones a empresas, para cubrir los déficits en subsidios
Res 180376	13/03/2012	Distribuir la suma de $60,200 millones a empresas para cubrir los déficits en subsidios
		Declaratorias de producción
Res 12201	14/10/2011	Se publica declaración de producción de gas natural, en cumplimiento de Parágrafo 1, Artículo 9, Decreto 2100 de 2011.
Res 12202	26/10/2011	Se corrige error de transcripción en declaración de producción publicada en Resolución 12201 de octubre de 2011.
Res 12203	02/11/2011	Resuelve recurso de reposición interpuesto por PACIFIC STRATUS ENERGY contra la Resolución 12201 de 2011.
Res 12205	02/11/2011	Se acepta desistimiento del Recurso de Reposición interpuesto por Ecopetrol contra la Resolución 12201 de 2011 .
Res 124219	23/05/2012	En cumplimiento del artículo 9 del Decreto 2100 de 2011, se publica la declaración de producción de gas natural.
		Otras disposiciones
Res 180397	25/03/2011	Reglamenta Decreto Ley 129 de 2011 en tema subsidio excepcional para los usuarios de los servicios públicos, damnificados o afectados por la ola invernal.
Decreto 4956	30/04/2011	Reglamenta el artículo 102 de la Ley 1450 de 2011 .
Res 180823	24/05/2011	Se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía.
Res 180905	03/06/2011	Se adopta el Plan Estratégico del Ministerio de Minas y Energía.
Res 181014	11/06/2011	Se efectúa una designación a la Comisión de Regulación de Eergía y Gas, CREG.
Res 18273	05/08/2011	Requisitos básicos de viabilidad técnica y financiera en proyectos de infraestructura de servicios públicos para atención y prevención de desastres por eventos naturales.
Res 181704	18/10/2011	Establece la metodología de cálculo para la determinación del indice de abastecimiento de gas natural.
Res 182247	16/12/2011	Se revoca la Resolución 181055 de 2011 y se asignan recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural .

Fuente: Minminas.

Índice resoluciones CREG 2011 - 2012

CREG No.		Tema
		Mercado de gas
054	2012	Proyecto de resolución de carácter general "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".
		Transporte
		Relacionadas con la remuneración del sistema:
110	2011	Cargos regulados para el sistema de transporte de TGI.
111		Cargos regulados para el Gasoducto Barrancabermeja - Payoa - Bucaramanga del sistema de transporte de Transoriente.
112		Cargos regulados para los gasoductos Neiva - Hobo y Flandes - Girardot - Ricaurte del sistema de transporte de Progasur.
113		Cargos regulados para los gasoductos Buenos Aires - Ibagué y Chicoral - Espinal - Flandes del sistema de transporte de Transgastol.
114		Cargos regulados para el sistema de transporte de Transmetano.
115		Cargos regulados para el Gasoducto Yumbo - Cali, propiedad de Transoccidente.
116		Cargos regulados para el Gasoducto Flandes - Guando, propiedad de Petrobras Colombia Limited.
117		Cargos regulados para el sistema de transporte de Promigas.
079		Modifica la Resolución 126 de 2010 en la que se establecen criterios generales para la remuneración del servicio de transporte y el esquema general de cargos del SNT.
097		Se corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 126 de 2010.
119		Establece una opción tarifaria para definir los cargos máximos de prestación del servicio de transporte de gas natural.
141		Disposiciones para la aplicación de los criterios de análisis para la inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte de gas natural dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.
		Recursos de reposición:
195	2011	Resuelve el recurso interpuesto contra la Resolución CREG 111 de 2011 (cargos regulados para el sistema de transporte de Transoriente).
010	2012	Se designan peritos dentro del trámite del recurso de reposición interpuesto por TGI contra la Resolución CREG 110 de 2011.
011		Se designan peritos dentro del trámite del recurso de reposición interpuesto por Promigas contra la Resolución CREG 117 de 2011.
012		Se nombran peritos dentro del trámite del recurso de reposición interpuesto por Transoccidente contra la Resolución CREG 115 de 2011.
018		Resuelve el recurso interpuesto contra la Resolución CREG 113 de 2011, por la cual se establecieron los cargos regulados para el sistema de transporte de Transgastol.
037		Se decide una segunda solicitud de ampliación de la prueba pericial decretada mediante la Resolución CREG 011 de 2012, dentro del trámite del recurso de reposición interpuesto por Promigas contra la Resolución CREG 117 de 2011.
		Otras disposiciones:
058	2011	Proyecto de resolución que modifica el numeral 2.1.1 del RUT sobre el compromiso de acceso al sistema de transporte por parte de las transportadoras.
150		Proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se aclara el numeral 2.2.3 del RUT".
151		Proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se establecen medidas relacionadas con el uso de la capacidad de transporte contratada por distribuidores- comercializadores por parte de usuarios no regulados".
169		Se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT.
170		Se establecen medidas relacionadas con el uso de la capacidad de transporte contratada por distribuidores-comercializadores y comercializadores por parte de usuarios no regulados y se dictan otras disposiciones.
		(proyecto de Resolución 151).
171		Se modifica el numeral 2.1.1 del RUT (Proyecto de Resolución 058 de 2011).
023	2012	Se resuelve una solicitud para someter a la empresa Centragas a la regulación de la CREG y a la vigilancia de la SSPD.

Índice resoluciones CREG 2011 - 2012

CREG No.		Tema
		Distribución y comercialización
		Establecimiento de cargos de distribución y comercialización de gas natural para los siguientes municipios:
006	2011	El Rosal en el departamento de Cundinamarca.
008		Pacho en el departamento de Cundinamarca.
009		Zambrano, Mahates y Córdoba en el departamento de Bolívar.
012		Guachetá y Lenguazaque en el departamento de Cundinamarca.
013		Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza y Guateque en el departamento de Boyacá.
014		Choachí, Fómeque y Ubaqué en el departamento de Cundinamarca.
015		Pauna ubicado en el departamento de Boyacá.
051		San Cristóbal y Arroyohondo en el departamento de Bolívar y El Piñón en el departamento de Magdalena.
070		San Benito en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por Proviservicios.
076		Padilla, Miranda, Guachene, Corinto y Caloto en el departamento del Cauca y Alcalá, Bolívar, Calima -Darien, El Dovio, Riofrio, Toro, Trujillo, Ulloa, Versalles, Vijes y Yotoco en el departamento del Valle del Cauca, según solicitud tarifaria presentada por Gases de Occidente.
100		Apartadó en el departamento de Antioquia, según solicitudes tarifarias presentadas por Surtigas y Proviservicios.
125		San Vicente del Caguán en el departamento de Caquetá según solicitud tarifaria presentada por Gasdicom.
126		Suaita en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por Proviservicios.
127		Andes en el departamento de Antioquia, según solicitud tarifaria presentada por Proviservicios.
128		El Carmen de Chucurí en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por Proviservicios.
129		Cerrito, Concepción, Molagavita, San José de Miranda y San Miguel en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por Gases del Sur de Santander.
130		Oiba y Palmas del Socorro en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por Gases del Sur de Santander.
131		Mogotes, Onzaga y San Joaquín en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por Gases del Sur de Santander.
133		Viracachá, Boyacá, Chivatá, Toca, Siachoque, Soracá en el departamento de Boyacá según solicitudes tarifarias presentadas por Gas Natural Cundiboyacense y Madigas Ingenieros.
013	2012	Se corrige un error de transcripción contenido en el artículo 7 de la Resolución CREG 070 de 2011 (Cargo de Distribución de Proviservicios).
		Recursos de reposición:
065	2011	Presentado por GAS NATURAL contra la Resolución CREG 006 de 2011.
066		Presentado por GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE contra la Resolución CREG 008 de 2011.
067		Presentado por GAS NATURAL contra la Resolución CREG 014 de 2011.
099		Presentado por GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE, contra la Resolución CREG 015 de 2011.
132		GASES DE OCCIDENTE, contra la Resolución CREG 076 de 2011.
007	2012	SURTIGAS, contra la Resolución CREG 100 de 2011.
		Otras disposiciones:
054	2011	Proyecto de resolución que modifica el Anexo General de la CREG 067 de 1995 que estableció el Código de Distribución de Gas Combustible por redes.
081		Proyecto de resolución que ajusta la CREG 095 de 2008, CREG 045 y 147 de 2009 conforme a lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 en cuanto a la comercialización del gas natural.
118		Ajusta la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, según Decreto 2100 de 2011, y se dictan otras disposiciones.
134		Se corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 118 de 2011.
140		Se aclaran algunas disposiciones de la Resolución CREG 118 de 2011.
162		Precisa la aplicación de algunas disposiciones de la Resolución CREG 118 de 2011.
167		Se establecen algunas disposiciones en relación con los contratos de opción de compra de gas -OCG.
168		Se precisa la aplicación de algunas disposiciones de la Resolución CREG 118 de 2011, se ordena preasignar nuevamente la Oferta de PTDVF de campos o Puntos de Entrada al SNT con precio regulado y se dictan otras disposiciones.
		General
011	2011	Proyecto de resolución que establece el procedimiento para la comparación de los costos unitarios de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y GLP.

Normatividad Minminas

La normatividad expedida por el Ministerio de Minas y Energía durante 2011 y 2012 a la fecha, se ha agrupado según la temática con la que se relacionan, así:

1. Racionamientos programados
2. Asignación de recursos para pago de subsidios
3. Declaratorias de producción
4. Otras disposiciones

Racionamientos programados

Se iniciaron dos racionamientos programados. El primero inició en abril 8 de 2011, rigiendo en el nodo de Cusiana y en todos los puntos de entrada y puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte del Interior del país, excepto en los puntos de entrada y salida del gasoducto Cusiana-Apiay. Este racionamiento finalizó el 19 de julio de 2011.

El segundo racionamiento inició en enero 19 de 2012, en los campos de La Guajira y la Creciente para la atención de la demanda de gas natural de la Costa Caribe, hasta la fecha de julio 8 de 2012 no se ha declarado el cierre oficial de dicho racionamiento.

Asignación de recursos para pago de subsidios

Se emitieron cinco resoluciones mediante las cuales se asignó la suma de 133,100 millones de pesos para el pago de subsidios otorgados por las empresas distribuidoras -comercializadoras de gas natural a los usuarios de estratos 1 y 2.

Declaratorias de producción

Dando cumplimiento al artículo 9 del Decreto 2100 de 2011, se han publicado dos declaratorias de producción, la primera en octubre 14 de 2011 y la segunda en mayo 23 de 2012, de esta última se presenta a continuación un resumen de la información más relevante relativa a dicha declaratoria.

Declaratoria de producción - Gbtud

CAMPO	Poder calorífico Btu/Pc-	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
La Guajira	997										
Potencial de producción		654	661	575	475	415	355	297	246	201	143
Gas de operación		10	12	11	11	11	11	11	11	11	11
Producción comprometida		639	616	264	199	190	185	158	135	114	24
Cusiana	1,130										
Potencial de producción		305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Gas de operación		53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Producción comprometida		263	237	101	70	37	21	25	47	68	80
Cupiagua	1,125										
Potencial de producción		158	158	236	236	236	236	236	236	236	236
Gas de operación		46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Producción comprometida		15	129	17	38	79	136	159	161	161	161
Pauto y Floreña	1,200										
Potencial de producción		48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Gas de operación		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Producción comprometida		35	35	35	35	35	35	35	35	3	0
Gibraltar	1,060										
Potencial de producción		37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Gas de operación		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Producción comprometida		33	33	31	31	31	31	31	31	31	31
El Difícil	1,087										
Potencial de producción		0	0	3	5	5	5	5	5	5	5
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sardinata	1.127										
Potencial de producción		2	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Gas de operación		0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Producción comprometida		2	3	3	3	4	4	4	4	4	4
El Centro	986										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Declaratoria de producción - Gbtud

CAMPO	Poder calorífico Btu/Pc-	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Lisama	986										
Potencial de producción		7	5	4	2	1	1	0	0	0	0
Gas de operación		1	2	2	2	2	2	2	0	0	0
Producción comprometida		7	5	1	0	0	0	0	0	0	0
Provincia	970										
Potencial de producción		5	6	6	5	3	2	1	1	0	0
Gas de operación		4	5	5	5	5	5	5	5	5	0
Producción comprometida		5	6	1	1	1	0	0	0	0	0
Yariguí-Cantagallo	1,090										
Potencial de producción		3	3	2	1	2	1	1	4	4	3
Gas de operación		4	5	5	5	4	4	4	1	1	0
Producción comprometida		3	3	0	0	0	0	0	1	1	1
Llanito	991										
Potencial de producción		2	2	1	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa Clara	990										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tenay Tenax	1,110										
Potencial de producción		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		1	1	2	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tempranillo	1,110										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dina											
Potencial de producción	2,220	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Apiay	1,110										
Potencial de producción		0	0	5	2	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		8	7	4	4	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Declaratoria de producción - Gbtud

CAMPO	Poder calorífico Btu/Pc-	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
La Creciente	997										
Potencial de producción		48	80	80	84	80	80	80	80	80	80
Gas de operación		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Producción comprometida		44	77	61	61	46	14	14	0	0	0
Abanico	1,068										
Potencial de producción		1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guaduas	1,003										
Potencial de producción		1	2	2	2	1	1	0	0	0	0
Gas de operación		1	2	2	2	2	2	2	2	0	0
Producción comprometida		1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Cerrito	954										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Gordo	1,020										
Potencial de producción		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Brillante	1,117										
Potencial de producción		4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costayaco	5,007										
Potencial de producción		5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nelson	1,067										
Potencial de producción		0	24	24	25	26	30	24	21	22	22
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	13	16	20	20	20	20	20	20	20
Arianna	1,007										
Potencial de producción		0	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Declaratoria de producción - Gbtud

CAMPO	Poder calorífico Btu/Pc-	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Katana	1,007										
Potencial de producción		0	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Cañaflecha	1,007										
Potencial de producción		0	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Guayuyaco	1,448										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juanambú	1,448										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toroyaco	1,213										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Linda	1,332										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Miraflor	2,093										
Potencial de producción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Declaratoria de producción - Gbtud

CAMPO	Poder calorífico Btu/Pc-	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Rancho Hermoso	2,494										
Potencial de producción		14	6	4	3	2	1	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Don Pedro	995										
Potencial de producción		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monserrate	995										
Potencial de producción		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Hocha	892										
Potencial de producción		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Guepajé	991										
Potencial de producción		2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Gas de operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción comprometida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	1,623										
Potencial de producción		53	59	61	55	49	49	40	39	39	39
Gas de operación		23	25	23	21	15	15	14	9	7	2
Producción comprometida		20	37	27	30	29	28	28	28	28	28
Total	1,078										
Potencial de producción		1,303	1,348	1,343	1,240	1,171	1,110	1,044	992	947	889
Gas de operación		137	142	139	136	131	130	130	125	123	118
Producción comprometida		1,050	1,165	535	464	447	450	450	437	405	323

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Otras disposiciones

A continuación se resumen las disposiciones más relevantes:

Decreto 4956 de 2011: Se reglamenta la exención prevista en el artículo 102 de la Ley 1450 de 2011, para los usuarios industriales cuya actividad económica principal se encuentre registrada en el Registro Único Tributario -RUT-, a 31 de diciembre de 2011, en los códigos 011 a 456 de la Resolución 00432 de 2008. Estos corresponden a las actividades de:

1. Agricultura, ganadería, caza y silvicultura.
2. Silvicultura, extracción de madera y actividades de servicios conexas.
3. Pesca, acuicultura y actividades de servicios relacionadas.
4. Explotación de minas y canteras.
5. Industrias manufactureras.
6. Suministro de electricidad, gas y agua.
7. Construcción.

Resolución 181704 de 2011: Estableció la metodología de cálculo para la determinación del índice de abastecimiento de gas natural ya explicada en capítulos anteriores de este informe.

Normatividad CREG

Mercado de gas

La Resolución CREG 054 de 2012 es un proyecto por medio del cual se establecen los criterios de confiabilidad, y se fijan las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural. Esta resolución se describió ampliamente en capítulo anterior de este informe.

Transporte

Establecimiento de cargos regulados

CREG 110 de 2011: Cargos regulados de TGI

Sistema de Transporte de TGI - Principales tramos

Ballena - Barrancabermeja	La Belleza - Vasconia	Mariquita - Gualanday
Barrancabermeja - Sebastopol	Cusiana - El Porvenir	Gualanday - Neiva
Sebastopol - Vasconia	El Porvenir - La Belleza	Montañuelo - Gualanday
Vasconia - Mariquita	La Belleza - Cogua	Ramales Boyacá - Santander
Mariquita - Pereira	Cusiana - Apiay	Morichal - Yopal
Pereira - Armenia	Apiay - Usme	Gasoducto de la Sabana
Armenia - Cali	Apiay - Villavicencio - Ocoa	

Ramales

Galán - Termobarranca	Galán - Casabe - Yondó	Corregimiento Brisas de Bolívar
Yariguíes - Puente Sogamoso	Cantagallo - San Pablo	San Vicente de Chucurí
Yariguíes - Puerto Wilches	Zona Ind. Cantagallo - Cantagallo	

Ramales Boyacá - Santander

Ramal de Tunja	**Ramal a Belén**	**Ramal a Vélez**
Tunja	Floresta	Puente Nacional
Motavita	Sta Rosa de Viterbo	Barbosa
Arcabuco	Cerinza	Moniquirá
Ocaitá	Belén	Toguí
Cómbita	Samacá	Chipatá
Tuta	Cucaita	Vélez
Paipa	Sora	Guavatá
Tibasosa	Sáchica	Guepsa
Nobsa	Villa de Leiva	San José de Parce
Sogamoso	Sutamarchán	Chitaraque
Belencito	Tinjacá	Santana
Duitama	Ráquira	Jesús María
	Santa Sofía	Sucre
		Bolívar

Gasoducto de la Sabana

Red Troncal	**Sistema Regional**	
Cajicá - Chía	Cajicá - Cajicá (poblado)	Derivación ERD Funza
Guacarí - Cajicá	Chía - Estación Guaymaral	Derivación ERD Mosquera
Zipalandia - Guacarí	Guacaría - Briceño	Derivación ERD Madrid
Cogua - Zipalandia	Briceño - Ceramita - Sopó	Briceño - Leona
Chía - Cota	Derivación ERD Chía	Mosquera - Soacha
Cota - Calle 80	La Ramada - Río Bogotá	Leona - Tocancipá
Calle 80 - La Ramada	Cota - Suba	Tocancipá - Gachancipá
La Ramada - Funza - Mosquera	Mosquera - Madrid	Chía - Tabio
	Madrid - Facatativá	Tabio Tenjo
	Derivación ERD Zipaquirá	Talanquera - Bojacá
	Derivación ERD Cota	Bojacá - Zipacón

Inversión existente $US de diciembre de 2009	
Gasoductos Principales	1,182,240,149
Gasoductos Ramales	81,546,574
Total	**1,263,786,723**

Fuente: CREG 110 de 2011.

Programa de inversiones					
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
	US$ de diciembre 31 de 2009				
Nuevas inversiones	10,133,772	6,250,126	1,979,063	2,258,874	2,349,863
Por aumento de capacidad	192,742,794	54,690,021	8,288,771	0	0
Total Inversiones Adicionales	**202,876,566**	**60,940,147**	**10,267,834**	**2,258,874**	**2,349,863**

Fuente: CREG 110 de 2011.

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión

% (1) Gasoducto		0	20	40	60	80	100
		Cifras en US$ de diciembre 31 de 2009					
Barranca - Sebastopol	CF	0	11.28	22.55	33.83	45.11	56.38
	CV	0.41	0.33	0.25	0.16	0.08	0.00
Sebatopol - Vasconia	CF	0	5.27	10.53	15.80	21.07	26.33
	CV	0.26	0.21	0.16	0.11	0.05	0.00
Vasconia - Mariquita	CF	0	12.10	24.20	36.29	48.39	60.49
	CV	0.29	0.23	0.18	0.12	0.06	0.00
Mariquita - Gualanday	CF	0.00	40.77	81.54	122.32	163.09	203.86
	CV	0.68	0.55	0.41	0.27	0.14	0.00
Gualanday - Neiva	CF	0.00	85.20	170.40	255.60	340.80	426.00
	CV	1.49	1.20	0.90	0.60	0.30	0.00
Montañuelo - Gualanday	CF	0.000	1,712.70	3,425.41	5,138.11	6,850.81	8,563.51
	CV	27.03	21.63	16.22	10.81	5.41	0.00
Vasconia - La Belleza	CF	0.00	16.85	33.71	50.56	67.42	84.27
	CV	0.40	0.32	0.24	0.16	0.08	0.00
La Belleza - Cogua	CF	0.00	10.59	21.19	31.78	42.38	52.97
	CV	0.23	0.19	0.14	0.09	0.05	0.00
Cusiana - Apiay	CF	0.00	37.71	75.42	113.12	150.83	188.54
	CV	0.62	0.49	0.37	0.25	0.12	0.00
Apiay - Usme	CF	0.00	26.19	52.39	78.58	104.77	130.96
	CV	0.41	0.33	0.25	0.17	0.08	0.00
Apiay - Villavicencio - Ocoa	CF	0.00	16.00	32.01	48.01	64.02	80.02
	CV	0.27	0.22	0.16	0.11	0.06	0.00

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión

% (1) Gasoducto		0	20	40	60	80	100
		Cifras en US$ de diciembre 31 de 2009					
El Porvenir - La Belleza	CF	0.00	31.14	62.28	93.42	124.56	155.70
	CV	0.69	0.55	0.42	0.28	0.14	0.00
Cusiana - El Porvenir	CF	0.00	4.19	8.38	12.56	16.75	20.94
	CV	0.09	0.07	0.06	0.04	0.02	0.00
Gasoducto de La Sabana	CF	0.00	16.38	32.75	49.13	65.51	81.88
	CV	0.34	0.28	0.21	0.14	0.07	0.00
Morichal - Yopal	CF	0.00	6.92	13.83	20.74	27.66	34.57
	CV	0.11	0.09	0.07	0.04	0.02	0.00
Ballena - Barrancabermeja	CF	0.00	41.87	83.74	125.61	167.47	209.34
	CV	1.05	0.84	0.63	0.42	0.21	0.00
Mariquita - Pereira	CF	0.00	24.45	48.91	73.36	97.81	122.27
	CV	0.64	0.51	0.39	0.26	0.13	0.00
Pereira - Armenia	CF	0.00	9.53	19.06	28.59	38.12	47.65
	CV	0.27	0.21	0.16	0.11	0.05	0.00
Armenia - Cali	CF	0.00	21.90	43.80	65.70	87.60	109.51
	CV	0.64	0.51	0.38	0.26	0.13	0.00
Gasoducto Boyacá - Santander	CF	0.00	35.20	70.40	105.60	140.80	176.00
	CV	0.77	0.62	0.47	0.31	0.16	0.00
Estampilla ramales (2)	CF	0.00	4.18	8.36	12.53	16.71	20.89
	CV	0.10	0.08	0.06	0.38	0.02	0.00

(2) Incluye ramales Sur de Bolívar.
C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.

C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

Cargos fijos regulados para remunerar cargos de AOM

Cifras en $Col/kpcd-año (de diciembre de 2009)

Gasoducto	
Barranca - Sebastopol	97,282
Sebatopol - Vasconia	27,212
Vasconia - Mariquita	72,165
Mariquita - Gualanday	179,874
Gualanday - Neiva	423,640
Montañuelo - Gualanday	11,002,560
Vasconia - La Belleza	51,910
La Belleza - Cogua	36,269
Cusiana - Apiay	162,979
Apiay - Usme	229,785
Apiay - Villavicencio - Ocoa	234
El Porvenir - La Belleza	120,673
Cusiana - El Porvenir	7,882
Gasoducto de La Sabana	128,100
Morichal - Yopal	71,036
Ballena - Barrancabermeja	405,185
Mariquita - Pereira	247,483
Pereira - Armenia	84,610
Armenia - Cali	188,263
Gasoducto Boyacá - Santander	249,199
Estampilla ramales (1)	26,581

(1) Incluye ramales Sur de Bolívar.

Delta de cargos

% (1) Proyecto IAC por tramo o grupo de gasoductos		0	20	40	60	80	100
		Cifras en US$ de diciembre 31 de 2009					
Vasconia - La Belleza	CF	0.00	3.90	7.81	11.71	15.62	19.52
(Loop La Belleza - El Camilo)	CV	0.09	0.07	0.06	0.04	0.02	0.00
	CF AOM						
El Porvenir - La Belleza	CF	0.00	4.38	8.76	13.14	17.51	21.89
(Loop Porvenir - Miraflores)	CV	0.10	0.08	0.06	0.04	0.02	0.00
	CF AOM						
El Porvenir - La Belleza	CF	0.00	3.06	6.13	9.19	12.25	15.31
(Loop Miraflores - Samacá)	CV	0.07	0.05	0.04	0.03	0.01	0.00
	CF AOM						
El Porvenir - La Belleza (Loop	CF	0.00	0.56	1.12	1.68	2.24	2.80
Santa Sofía - Puente Guillermo)	CV	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00
	CF AOM						
Cusiana - El Porvenir	CF	0.00	2.40	4.79	7.19	9.58	11.98
(Loop Cusiana - El Porvenir)	CV	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.00
	CF AOM			1,233			
Gasoducto de la Sabana	CF	0.00	3.62	7.23	10.85	14.46	18.08
(Estación compresora de Chía)	CV	0.11	0.09	0.07	0.04	0.02	0.00
	CF AOM						
Mariquita - Gualanday	CF						
(Estación compresora Mariquita)	CV						
	CF AOM			24,992			

CF AOM: Cargo Fijo (Col. $ dic. 31-2009/kpcd-año).

CREG 111 de 2011: Cargos regulados de Transoriente

Inversión existente	
Gasoducto	**$US de diciembre 2009**
Barrancabermeja – Payoa –Bucaramanga	25,996,172

Fuente: CREG 111 de 2011.

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión

% (1)	0	20	40	60	80	100
	Gasoducto Barrancabermeja - Payoa - Bucaramanga					
C.F.	0	45.92	91.84	137.76	183.68	229.61
C.V.	0.81	0.65	0.49	0.32	0.16	0

C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.
C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.
[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

Cargo fijo regulado para remunerar los gastos de AOM

Gasoducto	$Col/Kpcd-año (Diciembre 2009)
Barrancabermeja – Payoa –Bucaramanga	170,292

CREG 112 de 2011: Cargos regulados de Transoriente

Inversión existente	
Gasoducto	**$US de diciembre 2009**
Neiva - Hobo	5,244,536
Flandes - Girardot - Ricaurte	791,451
Total	**6,035,987**

Fuente: CREG 112 de 2011.

Programa de nuevas inversiones para el gasoducto Neiva - Hobo

Proyecto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
	$US de diciembre 31 de 2009				
Trampa de raspadores entrada	52,245	-	-	-	-
Total	**52,245**	**-**	**-**	**-**	**-**

Fuente: Progasur, radicación CREG E-2011-009150; evaluación CREG.
[1] A junio de 2011 este proyecto no está terminado (Radicación CREG E-2011 -006324) de tal forma que hace parte del PNI.

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión

% (1) Gasoducto		0	20	40	60	80	100
		Cifras en $US de diciembre 31 de 2009					
Neiva – Hobo	CF	0	141.83	283.66	425.49	567.32	709.15
	CV	2.44	1.95	1.46	0.98	0.49	0
Flandes – Girardot - Ricaurte	CF	-	33.75	67.50	101.25	135.00	168.75
	CV	0.57	0.46	0.34	0.23	0.12	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.
C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

Cargos fijos regulados para remunerar los gastos de AOM	
Gasoducto	**$Col/Kpcd-año (diciembre 2009)**
Neiva - Hobo	519,852
Flandes - Girardot - Ricaurte	395,017

CREG 113 de 2011: Cargos regulados de Transgastol

Inversión existente	
Gasoducto	**$US de diciembre 2009**
Chicoral - Espinal - Flandes	2,412,023

Fuente: CREG 113 de 2011.

Inversiones en aumento de capacidad para el gasoducto Buenos Aires - Ibagué							
Tramo o grupo de gasoductos/proyectos	**Potencia HP**	**Entrada en operación**	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**
			$US de diciembre 2009				
Buenos Aires - Ibagué (Estación compresora Vasconia)			1,533.186	-	-	-	-
Total	**1,340**	**2011**	**1,533,186**	**-**	**-**	**-**	**-**

Fuente: Transgastol, radicado CREG E-2010-009149; Cálculo CREG.

Delta de cargos							
% (1)		**0**	**20**	**40**	**60**	**80**	**100**
Proyecto IAC por tramo o grupo de gasoductos		**$US de diciembre 31 de 2009**					
Buenos Aires - Ibagué	CF	-	3.37	6.73	10.10	13.46	16.83
(Estación compresora Vasconia)	CV	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	-
	CF AOM			41,431			

CF AOM: Cargo Fijo (Col. $ dic. 31-2009/kpcd-año).

Cargos fijos regulados para remunerar los gastos de AOM	
Gasoducto	**$Col/Kpcd-año (diciembre 2009)**
Buenos Aires - Ibagué	111,896
Chicoral - Espinal - Flandes	158,639

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión							
% (1)		**0**	**20**	**40**	**60**	**80**	**100**
Gasoducto		**Cifras en $US de diciembre 31 de 2009**					
Buenos Aires - Ibagué	CF	-	11,12	22,25	33,37	44,50	55,62
	CV	0,21	0,17	0,12	0,08	0,04	-
Chicoral - Espinal - Flandes	CF	-	21,18	42,35	63,53	84,71	105,89
	CV	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.
C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

CREG 114 de 2011: Cargos regulados de Transmetano

Inversión existente	
Gasoducto	**$US de diciembre 2009**
Sebastopol - Medellín	89,187,005

Fuente: CREG 114 de 2011.

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión

% (1) **Gasoducto**		**0**	**20**	**40**	**60**	**80**	**100**
				$US de diciembre 2009			
Sistema de transporte de Transmetano	CF	-	56.18	112.36	168.54	224.72	280.90
	CV	0.99	0.80	0.60	0.40	0.20	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.
C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

Cargo fijo regulado para remunerar los gastos de AOM

Gasoducto	**$Col/Kpcd-año (diciembre 2009)**
Sistema de transporte de Transmetano	152,019

CREG 115 de 2011: Cargos regulados de Transoccidente

Inversión existente	
Gasoducto	**$US de diciembre 2009**
Yumbo - Cali	5,701,142

Fuente: CREG 111 de 2011.

Programa de nuevas inversiones para el gasoducto Yumbo - Cali

Proyecto	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**
		$US de diciembre 2009			
Variante (0.68 km - 14")[1]	-	297,214	-	-	-

Fuente: Progasur, radicación CREG E-2011-009150; evaluación CREG.
[1] A junio de 2011 este proyecto no está terminado (Radicación CREG E-2011 -006324) de tal forma que hace parte del PNI.

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión

% (1) **Gasoducto**		**0**	**20**	**40**	**60**	**80**	**100**
				$US de diciembre 2009			
Yumbo - Cali	CF	-	3.19	6.37	9.55	12.74	15.92
	CV	0.08	0.06	0.05	0.03	0.02	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.
C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

Cargo fijo regulado para remunerar los gastos de AOM	
Gasoducto	**$Col/Kpcd-año (diciembre 2009)**
Yumbo - Cali	17,733

Cargo fijo regulado para remunerar los gastos de AOM	
Gasoducto	**$Col/Kpcd-año (diciembre 2009)**
Flandes - Guando	34,461

CREG 116 de 2011: Cargos regulados de Petrobras

Inversión existente	
Gasoducto	**$US de diciembre 2009**
Flandes - Guando	3,902,403

Fuente: CREG 116 de 2011.

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión							
% (1) Gasoducto		**0**	**20**	**40**	**60**	**80**	**100**
				$US de diciembre 2009			
Flandes - Guando	CF	-	25.64	51.28	76.93	102.57	128.21
	CV	0.50	0.40	0.30	0.20	0.10	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.
C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

CREG 117 de 2011: Cargos regulados de Promigas

Inversión existente	
Gasoducto	**$US de diciembre 2009**
Gasoductos Principales	362,058,142
Gasoductos Ramales	58,556,690
Total	**420,614,832**

Fuente: CREG 117 de 2011.

Programa de inversiones					
Proyecto	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**
		$US de diciembre 2009			
Nuevas inversiones (sistema de Promigas)	7,794,989	6,684,316	3,670,254	5,670,254	171,214
Por aumento de capacidad (SRT Mamonal)	444,736	323,335	584,726	-	-
Total Inversiones Adicionales	**8,239,725**	**7,007,651**	**4,254,980**	**5,670,254**	**171,214**

Cargos regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión

% (1) Tramos		0	20	40	60	80	100
		$US de diciembre 31 de 2009					
Ballena - La Mami	CF	-	8.08	16.16	24.23	32.31	40.39
	CV	0.22	0.18	0.13	0.09	0.04	-
La Mami - Barranquilla	CF	-	11.44	22.88	34.32	45.76	57.19
	CV	0.29	0.23	0.18	0.12	0.06	-
Barranquilla - Cartagena	CF	-	6.77	13.55	20.32	27.09	33.86
	CV	0.13	0.10	0.08	0.05	0.03	-
Cartagena - Sincelejo	CF	-	11.56	23.11	34.67	46.22	57.77
	CV	0.19	0.15	0.11	0.08	0.04	-
Sincelejo - Jobo	CF	-	23.54	47.09	70.63	94.17	117.71
	CV	0.04	0.03	0.24	0.16	0.08	117.71
La Creciente - Sincelejo	CF	-	16.66	33.31	48.97	66.63	83.28
	CV	0.28	0.23	0.17	0.11	0.06	-
SRT Mamonal	CF	-	1.24	2.47	3.70	4.94	6.17
	CV	0.02	0.02	0.01	0.01	0.00	-
Gasoductos Ramales	CF	-	3.71	7.42	11.13	14.84	18.55
	CV	0.09	0.07	0.06	0.04	0.02	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.
C.V. = Cargo variable expresado en US $ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

Delta de cargos

% (1) Proyecto IAC por tramo o grupo de gasoductos		0	20	40	60	80	100
		$US de diciembre 2009					
SRT Mamonal	CF	-	0.15	0.31	0.46	0.62	0.77
	CV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
	CF AOM			0			

CF AOM: Cargo Fijo (Col. $ dic. 31-2009/kpcd-año).

Cargos fijos regulados para remunerar los gastos de AOM

Tramos	$Col/Kpcd-año (diciembre 2009)
Ballena - La Mami	50,860
La Mami - Barranquilla	49,882
Barranquilla - Cartagena	76,721
Cartagena - Sincelejo	40,613
Sincelejo - Jobo	165,747
La Creciente - Sincelejo	21,619
Gasoductos - Regionales	16,951
SRT Mamonal	8,826

CREG 079 de 2011 y CREG 097 de 2011: Estas dos resoluciones modifican la Resolución CREG 126 de 2010, que estableció principalmente los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte. La Resolución 079 de 2011, la modificó en los temas de: 1) Opciones para la determinación de cargos que remuneran la inversión; 2) Tipo de red de transporte; 3) Extensiones para conectar nuevas fuentes de producción con el SNT; y 4) Gasoductos para atender usuarios no regulados. La Resolución 097 de 2011, realizó modificaciones al factor de utilización normativo para STT y para SRT.

CREG 119 de 2011: Mediante esta resolución la Comisión consideró pertinente autorizar al transportador para que adopte una opción tarifaria que permita moderar el impacto que pudieran tener en los remitentes las nuevas tarifas de transporte de gas natural, determinadas de forma particular, con base en la aplicación de la Resolución 126 de 2010.

De manera concisa puede expresarse que la opción tarifaria aplica para un periodo máximo de 50 meses, cuando el incremento de las nuevas tarifas con respecto a las vigentes sea superior al 15%. La opción permite al transportador ofrecer unas variaciones graduales para los cargos fijo y variable que remuneran la inversión y para el cargo fijo que remunera el AOM y a su vez reconoce al transportador un interés mensual por el retardo de la aplicación de las tarifas máximas.

CREG 141 de 2011 y 011 de 2011: La Comisión, con base en el proyecto de Resolución CREG 011, emite la Resolución CREG 141 de 2011, que establece el procedimiento de comparación de los costos unitarios de los servicios de gas natural y glp, dado que la Resolución 126 de 2010, que regula la remuneración del servicio de transporte de gas natural, estableció en su artículo 25 que se podrián incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados cuando el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a extensiones de red tipo II, sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo, estimado para la misma demanda.

Recurso de reposición

A continuación se resumen los recursos de reposición resueltos en temas de Transporte:

CREG 195 de 2011: Recurso interpuesto por Transoriente contra la Resolución 111 de 2011, con las siguientes peticiones:

a. Modificación del componente de Inversiones ("los valores en integridad del gasoducto de 6" de Bucaramanga - Payoa").
b. Inclusión dentro de la base tarifaria de una estación compresora.
c. Modificación de lo aprobado por la CREG en gastos de AOM para nuevos proyectos, asociados al PNI.
d. Modificación del componente de AOM correspondiente al valor del raspador inteligente.
e. Inclusión dentro del componente de AOM, correspondiente al compresor.
f. Inclusión dentro del AOM del periodo tarifario anterior, de los muebles, enseres, equipos de computación y demás.
g. Inclusión dentro del AOM del PNI, de los muebles, enseres, equipos de computación y demás, por parte del regulador.
h. Recálculo del valor reconocido por terrenos como gasto.

La CREG accedió a las peticiones identificadas con los literales d), f) y g) y no accedió a las peticiones identificadas con los literales a), b), c) e) y h).

CREG 018 de 2012: Recurso interpuesto por Transgastol contra la Resolución CREG 113 de 2011, con las siguientes peticiones:

a. Se ajusten los cargos fijos y variables regulados.
b. Se ajusten los cargos por AOM.
c. Se modifique el monto de las inversiones en aumento de capacidad, para el gasoducto Buenos Aires-Ibagué.
d. Se ajusten las demandas esperadas de capacidad y de volumen
e. De no reconocer los montos de inversiones en compresión con AOM solicitados, se excluyan la inversión y otros modificando todos los cargos.

La CREG resolvió:

- Derogar los artículos relacionados con aumento de capacidad para el Gasoducto Buenos Aires Ibagué y con el delta de cargos asociados al aumento.

- Con base en lo anterior, modificar la capacidad máxima de mediano plazo y la demanda esperada para el gasoducto.
- Remplazar la información de gastos de AOM.
- Modificar los cargos regulados de referencia para remuneración de gastos de AOM.

Se expidieron cuatro resoluciones relacionadas con designación de peritos y ampliación de pruebas periciales: CREG 010, 011, 012 y 037 de 2012.

Otras disposiciones

CREG 058 de 2011 y CREG 171 de 2011: La Comisión deja en firme el proyecto de Resolución CREG 058, mediante la Resolución CREG 171 de 2011, que modifica el artículo 2.1.1. del RUT, en este inicialmente se definía el compromiso de garantizar el acceso a los sistemas de transporte y la adición definió las condiciones para autorizar dicho acceso. Principalmente define que no se podrán autorizar conexiones a usuarios conectados previamente a un sistema de distribución o con posibilidad de conectarse a uno, con excepción a que dicho acceso se requiera por condiciones técnicas o de seguridad del sistema.

CREG 150 de 2011: Es un proyecto de resolución que aclara el artículo 2.2.3. del RUT. La mayor claridad se da en los siguientes aspectos: 1. El servicio de transporte se debe ofrecer para todos y cada uno de los tramos de un sistema teniendo en cuenta las capacidades máximas de mediano plazo, 2. Se debe indicar el sentido esperado del flujo, 3. En la nominación el remitente debe indicar puntos de entrada y de salida del gas.

CREG 151 de 2011 y CREG 170 de 2011: La Comisión deja en firme el proyecto de Resolución CREG 151, mediante la Resolución CREG 170 de 2011, que modifica el RUT, en su artículo 2.1.1., en este inicialmente se definía el compromiso de garantizar el acceso a los sistemas de transporte y la adición definió las condiciones para autorizar dicho acceso. Principalmente especifica que no se podrán autorizar conexiones a usuarios conectados previamente a un sistema de distribución o con posibilidad de conectarse a un sistema de distribución, con excepción a que dicho acceso se requiera por condiciones técnicas o de seguridad del sistema.

CREG 023 de 2012: Las empresass TGI y Petronorte solicitaron a la CREG someter a la empresa Centragas a la regulación de dicha comisión y a la vigilancia de la SSPD. Dicha solicitud estuvo basada en inconvenientes presentados a una solicitud de Petronorte a TGI para conectarse al sistema. Impedimientos iniciales fueron superados al haberse logrado la conexión solicitada a Centragas. Por lo anterior, la CREG mediante esta resolución archiva la solicitud.

Distribución y comercialización

Establecimiento de cargos regulados:

Cargo promedio de distribución y cargo máximo base de comercialización

Resolución CREG	Empresa distribuidora	Departamento - Municipios	$ 31 de diciembre de:	Cargo promedio de distribución $/m3	Cargo máximo de comercialización - $/factura
006/065	Gas Natural	Cundinamarca: El Rosal	2002 y 2008	238.97	1,897.60
008/066	Gas Natural Cundiboyacense	Cundinamarca: Pacho	2009	563.18	2,682.25
009	Surtigas	Bolívar: Zambrano, Mahates y Córdoba	2009	548.45	4,007.75
012	Ingeniería y Servicios	Cundinamarca: Guachetá y Lenguazaque	2009	849.55	4,007.70
013	Publiservicios	Boyacá: Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza y Guateque	2007	710	2,422.16
014/067	Gas Natural	Cundinamarca: Choachí, Fómeque y Ubaqué	2009	557.09	2,682.25
015/099	Gas Natural Cundiboyacense	Boyacá: Pauna	2009	1,057.33	2,682.20
051	Gases del Caribe	Bolívar: San Cristóbal y Arroyohondo Magdalena: El Piñón	2009	882.66	4,007.68
070	Proviservicios	Santander: San Benito	2010	841.50	3,828.17
076/132	Gases de Occidente	Cauca:Padilla, Miranda, Guachené, Corinto y Caloto Valle del Cauca: Alcalá, Bolívar, Calima - Darién, El Dovio, Riofrío, Toro, Trujillo, Ulloa, Versalles, Vijes y Yotoco	2010	268.55	1,618.94
100	Surtigas y Proviservicios	Antioquia: Apartadó	2008	245.06	66.96
125	Gasdicom	Caquetá: San Vicente del Caguán	2010	483.13	129.57
126	Proviservicios	Santander: Suaita	2010	1,183.56	130.02
127	Proviservicios	Antioquia: Andes	2010	372.76	93.20
128	Proviservicios	Santander: El Carmen de Chucurí	2010	1,410.01	181.56
129	Gases del Sur de Santander	Santander: Cerrito, Concepción, Molagavita, San José de Miranda y San Miguel	2005 y 2010	926.98	2,767.40
130	Gases del Sur de Santander	Santander: Oiba y Palmas del Socorro	2003 y 2010	1,041.72	1,957.88
131	Gases del Sur de Santander	Santander: Mogotes, Onzaga y San Joaquín	2005 y 2010	926.98	2,767.39
133	Gas Natural Cundiboyacense y Madigas Ingenieros	Boyacá: Viracachá, Boyacá, Chivatá, Toca, Siachoque, Soracá	2009	509.75	2,176.65

Fuente: CREG.

Recursos de reposición:

Durante el periodo analizado se resolvieron seis recursos de reposición. A continuación se presenta una breve explicación de los mismos:

CREG 065 de 2011: Recurso interpuesto por Gas Natural contra la Resolución CREG 006 de 2011 (definió el cargo promedio de distribución y el máximo de comercialización para el municipio de El Rosal, Cundinamarca), con las siguientes peticiones:

Modificar los cargos regulados, dada la solicitud de corrección de los conceptos:

- **a.** Monto de las inversiones incluídas.
- **b.** Cálculo del valor presente de la demanda de gas.
- **c.** Acotamiento del gasto de AOM.

La CREG no accedió a las peticiones identificadas con los literales a) y b) y accedió a la petición del literal c), modificando finalmente el cargo de distribución, el cual corresponderá al aprobado mediante la Resolución CREG 033 de 2004.

CREG 066 de 2011: Recurso interpuesto por Gas Natural Cundiboyacense contra la Resolución CREG 008 de 2011 (definió el cargo promedio de distribución y el máximo de comercialización para el municipio de Pacho, Cundinamarca), con las siguientes peticiones:

Modificar los cargos regulados, dada la solicitud de corrección de los siguientes conceptos:

- **a.** Cálculo del valor presente de la demanda de gas.
- **b.** Acotamiento del gasto de AOM.

La CREG no accedió a la petición de modificación del valor presente de la demanda y accedió a la petición del AOM, modificando el cargo de distribución de 487.45 a 563.18 $/m3.

CREG 067 de 2011: Recurso interpuesto por Gas Natural contra la Resolución CREG 014 de 2011 (definió el cargo promedio de distribución y el máximo de comercialización para los

municipios Choachí, Fómeque y Ubaque, en Cundinamarca), con la siguiente petición:

Modificar el cargo de distribución dada la solicitud de corrección de las bases que dieron lugar al acotamiento del gasto de AOM.

La CREG reconoció un mayor nivel de eficiencia en el tema de gastos de AOM, pasando de 42.86% a 45.16% y modificando el cargo de distribución de 541.36 a 557.09 $/m3.

CREG 099 de 2011: Recurso interpuesto por Gas Natural Cundiboyacense contra la Resolución CREG 015 de 2011 (definió el cargo promedio de distribución y el máximo de comercialización para el municipio de Pauna, Boyacá), con la siguiente petición:

Modificar el cargo de distribución dada la solicitud de corrección de las bases que dieron lugar al acotamiento del gasto de AOM.

La CREG reconoció un mayor nivel de gastos de AOM, modificando el cargo de distribución de 940.35 a 1,057.33 $/m3.

CREG 132 de 2011: Recurso interpuesto por Gases de Occidente contra la Resolución CREG 076 de 2011 (definió el cargo promedio de distribución y el máximo de comercialización para los municipios Padilla, Miranda, Guachene, Corinto y Caloto en el departamento del Cauca y Alcalá, Bolívar, Calima - Darién, El Dovio, Riofrio, Toro, Trujillo, Ulloa, Versalles, Vijes y Yotoco en el departamento del Valle del Cauca), con la siguiente petición:

Modificar el cargo de distribución dada la solicitud de inclusión de información remitida e información que reposa en la Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

La CREG modificó el cargo de distribución de 272.34 a 268.55 $/m3 y el cargo de comercialización de 2,782.58 a 1,618.94 $/m3.

CREG 007 de 2012: La Comisión negó el recurso interpuesto por Surtigas contra la Resolución CREG 100 de 2011, en el que solicitó modificar la demanda de gas natural utilizando la proyectada por Surtigas y la establecida en la prueba pericial y acoger la tarifa resultante una vez definidos los ajustes en la demanda y además descartar la tarifa de distribución y comercialización solicitada por Proviservicios.

Otras disposiciones:

CREG 054 de 2011: Es un proyecto de resolución presentado en abril de 2011, aún no concretado en una resolución vigente, en el que se modifica el anexo general de la Resolución CREG 067 de 1995 y se establecen otras disposiciones.

CREG 081 de 2011: Ajusta la Resolución CREG 095 de 2008, que tuvo como objeto establecer el procedimiento de comercialización de gas natural y que fue modificada por las resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, conforme a lo establecido en el Decreto 2100 de 2011. La resolución regula los siguientes aspectos: 1. Comercialización de la oferta de producción total disponible para la venta, -OPTDV-, de gas natural durante el período de transición establecida en el Decreto 2100 de 2011. 2. Comercialización de la oferta de producción total disponible para la venta de gas natural con precios máximos regulados. 3. Mecanismos para la comercialización de la oferta de producción disponible para la venta proveniente de campos de producción con precio libre. 4. Cronograma de los mecanismos de comercialización de gas natural proveniente de campos de producción con precio libre. 5. Asignación y publicación de los resultados de la comercialización de la OPTDV proveniente de campos de producción con precio máximo regulado. 6. Comercialización de contratos de suministro bajo la modalidad interrumpible. Incluye, además, guías para el desarrollo de subastas para la comercialización de OPTDV de campos con precios libres.

CREG 118 de 2011, CREG 134 de 2011, CREG 140 de 2011, CREG 162 de 2011 y CREG 168 de 2011: La Resolución CREG 118 de 2011 tiene como objeto ajustar el procedimiento de comercialización para todos los agentes que intervienen en la realización de transacciones comerciales de compraventa de gas natural. De manera específica regula lo siguiente: 1. Los contratos de suministro con firmeza condicionada, estos se dan cuando se acuerde que las cantidades a suministrar en un contrato de opción de compra de gas con algún agente comprador nacional, provienen de la interrupción de un contrato de exportación de gas. 2. Modifica y regula el concepto de contrato tipo pague lo contratado o "Take Or Pay" contenida en el Artículo 2 de la Resolución CREG 070 de 2006. 3. Modifíca el artículo 3 de la Resolución CREG 070 de 2006, relacionada con contrato de opción de compra de gas -OCG-, que es un contrato en firme, bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador paga una prima por el derecho a tomar hasta una cantidad en firme de gas y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado, y cuyos valores serán acordados libremente. 4. Regula la comercialización de la oferta de producción total disponible para la venta en firme,

Oferta de PTDVF, mediante contratos de suministro bajo la modalidad firme proveniente de campos convencionales de gas natural con capacidad de producción superior a 30 Mpcd y régimen de libertad vigilada o regulada de precios. 5. Regulación de la asignación y comercialización de gas natural en la modalidad interrumpible será libre. 6. Obligatoriedad de los transportadores de informar sobre todos los contratos de transporte luego de publicada la oferta de PTDVF hasta el 31 de diciembre de 2013.

La Resolución CREG 134 de 2011 resolvió: 1. Reducir el plazo inicial de 79 días del periodo de comercialización a 48 días. 2. Delimitar la publicación de la Oferta de PTDVF declarada del gas natural de propiedad del Estado para los años 2012 y 2013. 3. Ampliar de 1 a 3 días el plazo de publicación de la comparación de las modalidades contractuales, luego del vencimiento de la presentación de las solicitudes de compra.

La Resolución CREG 140 de 2011 resolvió: 1. Adicionar un parágrafo al artículo 4 de la Resolución 118, relacionado con contratos Take or Pay, aclarando que dicha modalidad otorga el derecho al comprador a utilizar el gas pagado y no tomado hasta el día 31 de diciembre de 2013, en el punto de entrega definido y que el vendedor podrá cubrir la obligación con gas propio o de terceros asumiendo el costo de transporte adicional si se requiere. 2. Definir como fecha límite el 31 de diciembre de 2011. 3. Aclarar el numeral 6 del artículo 9 de la Resolución 118, en cuanto a que una vez presentadas las solicitudes de compra solo podrán mantener o disminuir las cantidades solicitadas en cada modalidad contractual en la subasta o durante la negociación bilateral en la oferta de PTDVF (que trata el numeral 7 del artículo 9 de la Resolución 118). 4. Clarificar el parágrafo 1 del artículo 9 de la Resolución 118 definiendo que las comparaciones de las ofertas de PTDVF deben tener en cuenta el punto de entrada y el tipo contractual. 5. Adicionar un parágrafo al artículo 10 de la Resolución 118, así: "Los contratos de suministro derivados de las subastas deberán suscribirse a más tardar el 31 de diciembre de 2011". 6. Clarificar el numeral 2 del artículo 11 de la Resolución 118, definiendo el procedimiento posterior para cuando existe renuncia de derechos sobre oferta de PTDVF. 7. Modificar y aclarar el formato 7 de la mencionada resolución.

La Resolución CREG 162 de 2011 precisó una fecha máxima, 19 de noviembre de 2011, no establecida inicialmente en la Resolución 118 de 2011, para las publicaciones en la página web.

La Resolución CREG 168 de 2011 modificó la Resolución 118 de 2011 y las que la modificaron en cuanto a preasignación, asignación y publicación de los resultados de la comercialización de la oferta de PTDVF proveniente de campos de producción con precio máximo regulado.

CREG 167 de 2011: Esta resolución establece que los agentes nacionales que requieran gas natural para la atención de la demanda interna podrán celebrar contratos de opción de compra de gas -OCG- asociados a exportaciones, mediante negociaciones bilaterales y sin limitación alguna de vigencia.

Detalle de la Cobertura Nacional

Usuarios de gas natural en Colombia - 2011

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Antioquia (30)	1,003,653	1,025,420	36,543	238,249	232,911	69,192	50,980	28,621	656,496	8,368	1,026	665,890	102%	65%
Atlántico (64)	511,798	502,639	162,315	142,356	80,806	33,211	13,837	10,953	443,478	8,409	495	452,382	98%	87%
Bogotá	1,931,372	1,811,161	123,873	573,516	598,143	209,012	66,202	48,908	1,619,654	37,907	46	1,657,607	94%	84%
Bolívar (37)	321,879	287,668	115,624	89,966	35,571	12,819	6,989	9,310	270,279	2,829	104	273,212	89%	84%
Boyacá (49)	129,461	119,484	11,013	55,853	36,661	6,261	1,758	0	111,546	3,452	18	115,016	92%	86%
Caldas (8)	144,541	143,309	12,640	40,912	40,439	13,457	3,967	6,282	117,697	2,032	85	119,814	99%	81%
Casanare (11)	87,084	55,249	14,765	25,063	7,488	1,293	17	0	48,626	1,360	14	50,000	63%	56%
Cauca (5)	94,946	88,458	7,557	17,387	11,218	2,648	868	119	39,797	247	9	40,053	93%	42%
Caquetá (1)	41,664	37,317	17,204	7,399	1,014	205	0	0	25,822	36	0	25,858	90%	62%
Cesar (44)	169,600	157,719	48,888	52,419	19,172	6,473	1,801	680	129,433	1,488	44	130,965	93%	76%
Córdoba (29)	216,610	186,434	74,231	47,308	16,898	4,146	1,798	1,188	145,569	1,311	63	146,943	86%	67%
Cundinamarca (52)	375,104	346,010	43,285	140,642	83,883	16,486	1,297	933	286,526	4,274	94	290,894	92%	76%
Guaviare	5,552	4,676	1,297	1,030	6	0	0	0	2,333	0	0	2,333	84%	42%
Huila (38)	199,791	192,289	47,133	80,987	17,545	5,567	1,250	120	152,602	1,505	23	154,130	96%	76%
La Guajira (41)	93,240	85,872	22,919	36,076	12,910	1,990	274	1	74,170	959	87	75,216	92%	80%
Magdalena (43)	201,748	192,390	48,425	51,722	33,158	8,521	3,497	8,600	153,923	2,323	156	156,402	95%	76%
Meta (19)	156,402	150,687	23,187	45,772	50,808	9,605	3,149	751	133,272	2,500	27	135,799	96%	85%
Norte de Santander (5)	209,077	137,471	18,634	46,915	21,678	7,891	488	1	95,607	189	6	95,802	66%	46%
Quindío (8)	131,568	131,568	23,815	45,506	22,028	5,626	3,708	824	101,507	1,627	38	103,172	100%	77%
Risaralda (7)	186,670	186,670	21,465	53,408	40,962	15,055	6,964	3,563	141,417	2,424	72	143,913	100%	76%
Santander (26)	330,724	327,922	43,833	91,695	90,868	60,738	9,456	9,710	306,300	8,202	49	314,551	99%	93%
Sucre (18)	123,978	108,098	45,564	37,581	10,032	3,746	329	450	97,702	1,245	32	98,979	87%	79%
Tolima (34)	252,001	227,203	39,554	103,664	41,740	8,960	1,252	211	195,381	1,758	38	197,177	90%	78%
Valle (88)	1,105,743	1,035,176	139,722	293,424	226,083	59,112	42,221	11,614	772,176	11,736	266	784,178	94%	70%
Total (659)	**8,024,206**	**7,540,890**	**1,143,486**	**2,318,850**	**1,732,022**	**562,014**	**222,102**	**142,839**	**6,121,313**	**106,181**	**2,792**	**6,230,286**	**94%**	**76%**

(#) Número de municipios por departamento.
Fuente: Minminas.

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Cobertura residencial Efectiva
Total País	**8,024,206**	**7,540,890**	**1,143,486**	**2,318,850**	**1,732,022**	**562,014**	**222,102**	**142,839**	**6,121,313**	**106,181**	**2,792**	**6,230,286**	**94%**	**76%**
Ciudades Capitales	**5,057,527**	**4,792,407**	**583,392**	**1,355,118**	**1,266,807**	**479,748**	**202,689**	**137,989**	**4,025,743**	**80,416**	**1,618**	**4,107,777**	**95%**	**80%**
Municipios	**2,966,679**	**2,748,483**	**560,094**	**963,732**	**465,215**	**82,266**	**19,413**	**4,850**	**2,095,570**	**25,765**	**1,174**	**2,122,509**	**93%**	**71%**
Antioquia (30)	**1,003,653**	**1,025,420**	**36,543**	**238,249**	**232,911**	**69,192**	**50,980**	**28,621**	**656,496**	**8,368**	**1,026**	**665,890**	**102%**	**65%**
Medellín	607,380	607,380	11,622	137,039	129,692	49,554	41,705	26,712	396,324	5,553	519	402,396	100%	65%
Bello	102,254	102,254	11,074	28,944	28,120	3,335	3	11	71,487	436	42	71,965	100%	70%
Itagüí	66,926	66,926	1,258	17,247	22,666	1,797	10	31	43,009	596	237	43,842	100%	64%
Envigado	62,748	62,748	668	7,374	16,512	10,424	8,758	1,790	45,526	465	60	46,051	100%	73%
Copacabana	17,734	16,142	246	6,151	3,904	4	0	25	10,330	79	25	10,434	91%	58%
Caldas	17,116	13,713	115	5,234	2,629	1	0	1	7,980	108	9	8,097	80%	47%
Estrella	13,767	11,140	41	3,168	3,146	646	157	3	7,161	107	41	7,309	81%	52%
Sabaneta	15,000	15,000	11	2,294	6,202	1,866	44	8	10,425	266	74	10,765	100%	70%
Don Matías	0	3,539	0	636	196	0	0	0	832	1	0	833	N.D.	N.D.
Girardota	10,844	7,125	35	4,434	914	1	3	7	5,394	84	10	5,488	66%	50%
Yondó	1,610	1,610	972	438	30	0	0	0	1,440	45	0	1,485	100%	89%
Cisneros	1,950	1,630	184	647	115	0	0	0	946	7	0	953	84%	49%
Rionegro	22,317	21,443	292	2,633	4,502	1,141	267	11	8,846	180	2	9,028	96%	40%
Marinilla	10,258	10,104	63	1,654	2,336	67	0	0	4,120	56	1	4,177	98%	40%
El Santuario	7,416	6,944	768	2,742	533	1	0	0	4,044	38	0	4,082	94%	55%
Barbosa	12,551	5,935	423	2,650	547	0	0	2	3,622	47	4	3,673	47%	29%
Puerto Berrío	7,790	7,200	3,548	1,528	223	0	0	0	5,299	47	0	5,346	92%	68%
Guarne	4,840	4,181	50	769	893	17	0	0	1,729	14	0	1,743	86%	36%
Caucasia	12,700	12,566	4,399	2,880	2,226	6	0	19	9,530	99	2	9,631	99%	75%
La Unión	0	4,163	26	758	345	1	0	0	1,130	19	0	1,149	N.D.	N.D.
San Pedro de los Milagros	0	3,207	4	436	1,109	40	0	0	1,589	0	0	1,589	N.D.	N.D.
Santa Rosa de Osos	0	4,745	103	1,915	293	0	0	0	2,311	5	0	2,316	N.D.	N.D.
Yarumal	0	7,927	400	1,305	1,572	20	0	0	3,297	0	0	3,297	N.D.	N.D.
El Retiro	0	4,142	0	247	501	39	23	1	811	25	0	836	N.D.	N.D.
Entrerríos	0	1,435	3	88	539	90	0	0	720	0	0	720	N.D.	N.D.
La Ceja	0	10,607	6	795	1,886	140	10	0	2,837	22	0	2,859	N.D.	N.D.
El Peñol	0	3,278	57	2,032	306	0	0	0	2,395	28	0	2,423	N.D.	N.D.
San José de Nus	650	560	80	284	18	0	0	0	382	2	0	384	86%	59%
Carmen Viboral	7,802	6,074	59	951	730	0	0	0	1,740	13	0	1,753	78%	22%
Guatapé	0	1,702	36	976	226	2	0	0	1,240	26	0	1,266	N.D.	N.D.

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Atlántico (64)	**511,798**	**502,639**	**162,315**	**142,356**	**80,806**	**33,211**	**13,837**	**10,953**	**443,478**	**8,409**	**495**	**452,382**	**98%**	**87%**
Barranquilla	275,718	273,033	72,643	52,297	59,541	32,002	13,712	10,788	240,983	6,237	380	247,600	99%	87%
Soledad	112,435	110,155	43,012	49,978	8,407	12	0	0	101,409	931	28	102,368	98%	90%
Malambo	21,561	20,782	13,924	4,420	208	20	0	0	18,572	179	24	18,775	96%	86%
Caracolí	826	801	469	184	0	0	0	0	653	6	1	660	97%	79%
Sabanalarga	11,281	10,842	3,260	3,325	2,409	308	13	0	9,315	139	2	9,456	96%	83%
Isabel López	566	558	403	65	0	0	0	0	468	1	0	469	99%	83%
Molineros	462	452	327	39	1	0	0	0	367	1	0	368	98%	79%
La Peña	824	789	498	116	0	0	0	0	614	1	0	615	96%	75%
Colombia	239	198	138	38	0	0	0	0	176	0	0	176	83%	74%
Cascajal	513	505	374	45	0	0	0	0	419	3	0	422	98%	82%
Aguada de Pablo	730	729	395	63	0	0	0	0	458	0	0	458	100%	63%
Galapa	7,961	7,790	3,289	2,573	740	1	0	0	6,603	69	6	6,678	98%	83%
Baranoa	9,728	9,595	3,073	3,374	2,167	48	0	0	8,662	109	8	8,779	99%	89%
Pital de Megua	377	365	166	140	0	0	0	0	306	4	0	310	97%	81%
Campeche	912	869	393	295	0	0	0	0	688	7	1	696	95%	75%
Sibarco	219	216	147	11	0	0	0	0	158	0	0	158	99%	72%
Puerto Colombia	11,321	10,836	2,010	3,707	2,961	616	105	161	9,560	268	12	9,840	96%	84%
Sabanagrande	5,525	5,459	1,657	2,392	608	0	0	2	4,659	83	8	4,750	99%	84%
SantoTomás	4,871	4,635	1,037	2,370	743	9	0	0	4,159	67	1	4,227	95%	85%
Palmar de Varela	4,798	4,737	1,116	2,232	804	0	0	0	4,152	32	0	4,184	99%	87%
Luruaco	2,668	2,579	1,020	759	127	0	0	0	1,906	28	0	1,934	97%	71%
Pendales	322	319	114	136	1	0	0	0	251	2	0	253	99%	78%
Arroyo de Piedra	672	626	276	327	0	0	0	0	603	4	3	610	93%	90%
Palmar de Candelaria	472	421	187	119	0	0	0	0	306	1	0	307	89%	65%
Santa Cruz	949	884	292	177	0	0	0	0	469	1	0	470	93%	49%
La Puntica	54	40	11	5	0	0	0	0	16	1	0	17	74%	30%
San Juan de Tocagua	185	127	69	26	0	0	0	0	95	1	0	96	69%	51%
Polonuevo	2,712	2,697	1,022	1,024	301	1	0	0	2,348	30	14	2,392	99%	87%
Pital de Carlin	221	219	66	116	0	0	0	0	182	5	0	187	99%	82%
Usiacurí	1,695	1,642	589	632	99	0	0	0	1,320	12	0	1,332	97%	78%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Ponedera	2,379	2,343	895	929	172	0	0	0	1,996	19	1	2,016	98%	84%
Santa Rita	152	146	100	0	0	0	0	0	100	2	0	102	96%	66%
Puerto Giraldo	1,014	1,000	544	189	0	0	0	0	733	4	0	737	99%	72%
Retirada	148	147	103	27	0	0	0	0	130	1	0	131	99%	88%
Martillo	313	310	96	149	0	0	0	0	245	2	0	247	99%	78%
Candelaria	1,812	1,746	890	606	0	0	0	0	1,496	6	0	1,502	96%	83%
Leña	391	390	248	73	0	0	0	0	321	3	1	325	100%	82%
Carreto	294	294	99	124	0	0	0	0	223	1	0	224	100%	76%
Campo de la Cruz	3,375	3,288	144	1,592	754	0	0	0	2,490	19	0	2,509	97%	74%
Bohórquez	333	332	151	102	0	0	0	0	253	1	0	254	100%	76%
Repelón	3,116	2,967	1,234	747	46	0	0	0	2,027	18	0	2,045	95%	65%
Cien Pesos	95	95	68	2	0	0	0	0	70	0	0	70	100%	74%
Las Tablas	118	100	75	0	0	0	0	0	75	0	0	75	85%	64%
Los Límetes	63	50	34	7	0	0	0	0	41	0	0	41	79%	65%
Villa Rosa	691	650	546	42	0	0	0	0	588	1	0	589	94%	85%
Rotinet	407	402	312	15	0	0	0	0	327	1	0	328	99%	80%
Santa Lucía	1,527	1,517	575	536	19	0	0	0	1,130	6	0	1,136	99%	74%
Algodonal	164	156	112	1	0	0	0	0	113	1	0	114	95%	69%
Suán	1,776	1,684	541	645	214	0	0	0	1,400	14	1	1,415	95%	79%
Manatí	2,699	2,672	1,040	1,041	0	0	0	0	2,081	8	1	2,090	99%	77%
Juan de Acosta	1,809	1,781	484	662	375	9	0	0	1,530	17	0	1,547	98%	85%
Vaivén	340	339	21	275	0	0	0	0	296	0	0	296	100%	87%
Santa Verónica	286	283	2	48	94	31	7	2	184	31	0	215	99%	64%
Saco	510	482	237	100	0	0	0	0	337	0	0	337	95%	66%
Chorrera	267	248	129	34	0	0	0	0	163	1	0	164	93%	61%
Tubará	1,651	1,503	395	738	1	6	0	0	1,140	11	2	1,153	91%	69%
El Morro	120	108	67	4	0	0	0	0	71	1	0	72	90%	59%
Playa Mendoza	281	275	1	0	0	148	0	0	149	7	0	156	98%	53%
Maratea	3,728	3,530	610	2,559	14	0	0	0	3,183	11	0	3,194	95%	85%
Paluato	123	62	35	0	0	0	0	0	35	0	1	36	50%	28%
Juaruco	78	41	31	0	0	0	0	0	31	0	0	31	53%	40%
Piojó	487	411	238	110	0	0	0	0	348	1	0	349	84%	71%
Aguas Vivas	115	85	62	0	0	0	0	0	62	0	0	62	74%	54%
Hibacharo	319	302	219	14	0	0	0	0	233	0	0	233	95%	73%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Bolívar (37)	**321,879**	**287,668**	**115,624**	**89,966**	**35,571**	**12,819**	**6,989**	**9,310**	**270,279**	**2,829**	**104**	**273,212**	**89%**	**84%**
Cartagena	202,467	181,868	63,684	54,377	31,916	12,142	6,989	9,310	178,418	2,155	92	180,665	90%	88%
Magangué	21,531	16,988	6,905	9,205	205	241	0	0	16,556	133	2	16,691	79%	77%
Turbaco	15,600	15,268	6,499	6,643	1,315	435	0	0	14,892	96	5	14,993	98%	95%
Arjona	12,270	10,074	6,406	2,378	508	0	0	0	9,292	40	0	9,332	82%	76%
El Carmen de Bolívar	11,370	8,244	3,582	3,656	765	0	0	0	8,003	87	2	8,092	73%	70%
Mompox	5,227	5,010	2,582	1,282	518	0	0	0	4,382	25	0	4,407	96%	84%
San Juan Nepomuceno	5,147	5,081	1,485	2,905	38	0	0	0	4,428	58	1	4,487	99%	86%
María La Baja	4,897	4,891	2,426	1,382	93	0	0	0	3,901	16	0	3,917	100%	80%
San Jacinto	3,775	3,470	2,561	664	19	0	0	0	3,244	39	0	3,283	92%	86%
Villanueva	3,500	2,843	2,087	180	0	0	0	0	2,267	7	0	2,274	81%	65%
Santa Rosa	2,988	2,597	1,571	785	0	0	0	0	2,356	5	1	2,362	87%	79%
San Pablo	3,500	3,500	2,443	746	0	0	0	0	3,189	96	0	3,285	100%	91%
Turbana	2,522	2,424	925	1,078	70	0	0	0	2,073	7	0	2,080	96%	82%
Clemencia	1,787	1,633	829	527	2	1	0	0	1,359	2	1	1,362	91%	76%
Santa Catalina	1,476	1,014	593	262	6	0	0	0	861	2	0	863	69%	58%
Talaigua Nuevo Viejo	1,176	1,124	637	287	0	0	0	0	924	2	0	926	96%	79%
Granada	900	666	451	1	0	0	0	0	452	0	0	452	74%	50%
Cantagallo	750	730	214	510	0	0	0	0	724	26	0	750	97%	97%
Las Caras	198	171	131	5	0	0	0	0	136	1	0	137	86%	69%
Calamar	2,535	2,419	1,289	655	3	0	0	0	1,947	13	0	1,960	95%	77%
Zambrano	2,210	1,998	562	129	0	0	0	0	691	0	0	691	90%	31%
Mahates	4,238	4,087	1,230	31	0	0	0	0	1,261	1	0	1,262	96%	30%
Barranca Vieja	283	283	182	0	0	0	0	0	182	0	0	182	100%	64%
Yuval	330	330	241	0	0	0	0	0	241	0	0	241	100%	73%
Hato Viejo	834	834	372	199	0	0	0	0	571	0	0	571	100%	68%
San Estalisnao de Kotska	2,547	2,502	1,356	715	25	0	0	0	2,096	12	0	2,108	98%	82%
Las Piedras	922	922	567	58	0	0	0	0	625	0	0	625	100%	68%
Soplaviento	2,000	2,000	1,107	535	88	0	0	0	1,730	2	0	1,732	100%	87%
Arroyo Hondo	810	806	413	253	0	0	0	0	666	0	0	666	100%	82%
Pilón	96	96	76	0	0	0	0	0	76	0	0	76	100%	79%
Machado	202	201	146	0	0	0	0	0	146	0	0	146	100%	72%
Sato	157	156	100	0	0	0	0	0	100	0	0	100	99%	64%
Cicuco	1,670	1,484	595	400	0	0	0	0	995	4	0	999	89%	60%
San Cristóbal	1,088	1,087	710	118	0	0	0	0	828	0	0	828	100%	76%
Higueretal	311	307	248	0		0	0	0	248	0	0	248	99%	80%
Barranca Nueva	452	447	329	0	0	0	0	0	329	0	0	329	99%	73%
Las Cruces	113	113	90	0	0	0	0	0	90	0	0	90	100%	80%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Cobertura residencial Efectiva
Boyacá (49)	**129,461**	**119,484**	**11,013**	**55,853**	**36,661**	**6,261**	**1,758**	**0**	**111,546**	**3,452**	**18**	**115,016**	**92%**	**86%**
Tunja	34,089	32,969	4,074	9,242	14,282	3,293	1,581	0	32,472	927	2	33,401	97%	95%
Sogamoso	23,313	19,420	455	12,882	5,281	507	0	0	19,125	634	11	19,770	83%	82%
Duitama	23,631	20,459	1,873	9,307	7,287	1,787	174	0	20,428	638	2	21,068	87%	86%
Chiquinquirá	9,100	8,631	571	3,394	4,360	6	0	0	8,331	274	0	8,605	95%	92%
Paipa	4,488	4,488	81	3,738	568	70	0	0	4,457	197	2	4,656	100%	99%
Villa de Leyva	1,700	1,295	139	496	331	188	3	0	1,157	106	1	1,264	76%	68%
Santa Rosa de Viterbo	1,605	1,605	77	992	350	0	0	0	1,419	45	0	1,464	100%	88%
Belén	1,398	1,132	10	932	21	0	0	0	963	66	0	1,029	81%	69%
Samacá	1,112	1,112	172	577	363	0	0	0	1,112	53	0	1,165	100%	100%
Nobsa	1,204	1,193	98	770	102	44	0	0	1,014	37	0	1,051	99%	84%
Tibasosa	870	785	5	369	338	10	0	0	722	28	0	750	90%	83%
Cerinza	432	387	135	186	12	0	0	0	333	11	0	344	90%	77%
Nazareth-Belencito	841	835	183	649	10	0	0	0	842	30	0	872	99%	100%
Sutamarchán	378	368	5	97	199	0	0	0	301	26	0	327	97%	80%
Ráquira	400	305	11	102	135	0	0	0	248	71	0	319	76%	62%
Sáchica	503	503	193	164	14	0	0	0	371	14	0	385	100%	74%
Tuta	820	820	158	560	26	0	0	0	744	35	0	779	100%	91%
Floresta	275	275	1	225	20	0	0	0	246	9	0	255	100%	89%
Cómbita	211	211	7	97	64	0	0	0	168	7	0	175	100%	80%
Cucaita	202	202	0	170	1	0	0	0	171	4	0	175	100%	85%
Santa Sofía	250	223	2	138	54	0	0	0	194	7	0	201	89%	78%
Sora	129	90	28	34	1	0	0	0	63	4	0	67	70%	49%
Tinjacá	127	120	1	54	48	0	0	0	103	11	0	114	94%	81%
Briceño	199	152	27	99	0	0	0	0	126	2	0	128	76%	63%
Tunungua	82	69	32	34	1	0	0	0	67	2	0	69	84%	82%
Motavita	101	101	36	49	2	0	0	0	87	9	0	96	100%	86%
Caldas	59	59	0	55	0	0	0	0	55	5	0	60	100%	93%
Oicata	64	57	11	40	0	0	0	0	51	6	0	57	89%	80%
Puerto Boyacá	8,290	8,153	1,515	4,413	1,474	0	0	0	7,402	58	0	7,460	98%	89%
Moniquirá	2,040	1,970	147	759	702	44	0	0	1,652	54	0	1,706	97%	81%
Miraflores	1,100	1,100	244	696	17	5	0	0	962	27	0	989	100%	87%
Santana	650	650	60	185	120	0	0	0	365	5	0	370	100%	56%
Zetaquira	359	359	26	258	0	0	0	0	284	4	0	288	100%	79%
Páez	412	376	4	351	0	0	0	0	355	2	0	357	91%	86%
Tibaná	279	279	4	234	0	0	0	0	238	3	0	241	100%	85%
Ventaquemada	1,093	1,093	9	141	18	0	0	0	168	0	0	168	100%	15%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
San Eduardo	309	309	146	150	0	0	0	0	296	1	0	297	100%	96%
Garagoa	3,365	3,365	362	1,461	320	6	0	0	2,149	8	0	2,157	100%	64%
La Capilla	413	413	6	226	11	0	0	0	243	0	0	243	100%	59%
Tenza	621	621	70	285	3	0	0	0	358	3	0	361	100%	58%
Berbeo	191	191	22	156	0	0	0	0	178	3	0	181	100%	93%
Ramiriqui	689	672	6	133	59	301	0	0	499	9	0	508	98%	72%
Arcabuco	280	280	0	185	32	0	0	0	217	11	0	228	100%	78%
Ciénaga	282	282	0	42	0	0	0	0	42	0	0	42	100%	15%
Jenesano	276	276	3	164	0	0	0	0	167	3	0	170	100%	61%
Nuevo Colón	311	311	1	82	0	0	0	0	83	1	0	84	100%	27%
Tumequé	418	418	3	113	2	0	0	0	118	0	0	118	100%	28%
Chitaraque	250	250	0	166	33	0	0	0	199	0	0	199	100%	80%
Togüi	250	250	0	201	0	0	0	0	201	2	0	203	100%	80%
Caldas (8)	**144,541**	**143,309**	**12,640**	**40,912**	**40,439**	**13,457**	**3,967**	**6,282**	**117,697**	**2,032**	**85**	**119,814**	**99%**	**81%**
Manizales	98,008	98,008	5,944	20,888	30,227	11,761	3,867	6,280	78,967	1,561	74	80,602	100%	81%
La Dorada	17,267	16,247	2,762	8,636	2,076	95	1	0	13,570	91	1	13,662	94%	79%
Villamaría	10,130	10,130	1,410	3,633	3,812	336	3	2	9,196	124	5	9,325	100%	91%
Chinchiná	10,443	10,443	1,054	4,171	2,390	1,252	96	0	8,963	139	5	9,107	100%	86%
Manzanares	2,499	2,326	449	1,347	258	12	0	0	2,066	23	0	2,089	93%	83%
Neira	3,522	3,522	116	1,111	1,365	0	0	0	2,592	67	0	2,659	100%	74%
La Victoria	1,325	1,286	502	479	185	1	0	0	1,167	7	0	1,174	97%	88%
Palestina	1,347	1,347	403	647	126	0	0	0	1,176	20	0	1,196	100%	87%
Casanare (11)	**87,084**	**55,249**	**14,765**	**25,063**	**7,488**	**1,293**	**17**	**0**	**48,626**	**1,360**	**14**	**50,000**	**63%**	**56%**
Yopal	55,527	30,566	5,956	12,060	5,899	1,272	17	0	25,204	816	10	26,030	55%	45%
Aguazul	6,735	6,489	1,112	4,745	383	3	0	0	6,243	147	2	6,392	96%	93%
Villanueva	5,127	4,559	1,166	2,457	678	17	0	0	4,318	127	1	4,446	89%	84%
Paz de Ariporo	2,500	2,500	1,419	1,147	3	0	0	0	2,569	39	0	2,608	100%	103%
Tauramena	3,323	3,322	1,453	1,299	450	0	0	0	3,202	106	1	3,309	100%	96%
Monterrey	3,314	3,313	1,615	1,311	2	0	0	0	2,928	82	0	3,010	100%	88%
Maní	1,500	1,500	606	852	20	1	0	0	1,479	12	0	1,491	100%	99%
Trinidad	1,801	950	370	464	7	0	0	0	841	11	0	852	53%	47%
Orocué	4,044	1,200	880	85	1	0	0	0	966	13	0	979	30%	24%
Sabanalarga	1,863	450	26	382	34	0	0	0	442	4	0	446	24%	24%
San Luis de Palenque	1,350	400	162	261	11	0	0	0	434	3	0	437	30%	32%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Cauca (5)	**94,946**	**88,458**	**7,557**	**17,387**	**11,218**	**2,648**	**868**	**119**	**39,797**	**247**	**9**	**40,053**	**93%**	**42%**
Popayán	57,458	55,646	4,585	10,190	7,387	2,599	868	119	25,748	201	1	25,950	97%	45%
Santander de Quilichao	17,298	15,641	1,540	3,476	1,700	48	0	0	6,764	28	1	6,793	90%	39%
Puerto Tejada	11,698	9,751	184	1,949	1,886	1	0	0	4,020	7	3	4,030	83%	34%
Piendamo	4,324	3,814	320	767	245	0	0	0	1,332	4	0	1,336	88%	31%
Villa Rica	4,168	3,606	928	1,005	0	0	0	0	1,933	7	4	1,944	87%	46%
Caquetá (1)	**41,664**	**37,317**	**17,204**	**7,399**	**1,014**	**205**	**0**	**0**	**25,822**	**36**	**0**	**25,858**	**90%**	**62%**
Florencia	41,664	37,317	17,204	7,399	1,014	205	0	0	25,822	36	0	25,858	90%	62%
Cesar (44)	**169,600**	**157,719**	**48,888**	**52,419**	**19,172**	**6,473**	**1,801**	**680**	**129,433**	**1,488**	**44**	**130,965**	**93%**	**76%**
Valledupar	82,814	77,952	21,608	26,183	15,076	6,156	1,791	680	71,494	1,123	42	72,659	94%	86%
Aguachica	18,830	15,297	6,268	5,081	1,534	238	5	0	13,126	104	0	13,230	81%	70%
Agustín Codazzi	8,787	7,968	1,439	4,787	345	76	5	0	6,652	40	0	6,692	91%	76%
Curumaní	4,350	4,311	1,548	2,189	0	0	0	0	3,737	30	0	3,767	99%	86%
San Alberto	3,750	3,595	1,311	1,514	614	3	0	0	3,442	40	0	3,482	96%	92%
La Jagua de Ibirico	3,865	3,756	1,671	1,764	1	0	0	0	3,436	20	0	3,456	97%	89%
Pailitas	3,041	2,892	1,327	1,318	0	0	0	0	2,645	22	0	2,667	95%	87%
Chiriguaná	3,105	3,038	765	660	1,025	0	0	0	2,450	12	0	2,462	98%	79%
La Paz	2,961	2,910	642	1,650	332	0	0	0	2,624	42	2	2,668	98%	89%
Pelaya	2,582	2,328	1,692	372	46	0	0	0	2,110	11	0	2,121	90%	82%
San Diego	2,059	1,746	878	771	12	0	0	0	1,661	9	0	1,670	85%	81%
Gamarra	1,526	1,419	289	801	42	0	0	0	1,132	4	0	1,136	93%	74%
Becerril	2,406	2,373	851	1,353	0	0	0	0	2,204	8	0	2,212	99%	92%
La Gloria	1,331	1,276	635	525	16	0	0	0	1,176	4	0	1,180	96%	88%
Tamalameque	1,158	1,129	637	370	6	0	0	0	1,013	1	0	1,014	97%	87%
Casacará	894	402	93	206	0	0	0	0	299	0	0	299	45%	33%
Rincón Hondo	600	347	192	85	0	0	0	0	277	1	0	278	58%	46%
San Roque	810	801	791	0	0	0	0	0	791	3	0	794	99%	98%
La Mata	375	365	293	7	0	0	0	0	300	1	0	301	97%	80%
El Copey	3,410	3,410	52	167	1	0	0	0	220	0	0	220	100%	6%
Sabanagrande	253	248	212	0	0	0	0	0	212	0	0	212	98%	84%
El Paso	2,773	2,609	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94%	0%
Astrea	2,114	1,941	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92%	0%
Chimichagua	2,359	2,359	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100%	0%
Bosconia	4,530	4,530	172	399	52	0	0	0	623	0	0	623	100%	14%
El Burro	67	56	42	0	0	0	0	0	42	0	0	42	84%	63%

Usuarios de gas natural en Colombia

Departamento	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
La Palmita	358	349	291	0	0	0	0	0	291	0	0	291	97%	81%
Los Corazones	181	180	157	14	0	0	0	0	171	0	0	171	99%	94%
Manaure	1,494	1,494	799	606	8	0	0	0	1,413	9	0	1,422	100%	95%
El Jabo	94	94	85	0	0	0	0	0	85	0	0	85	100%	90%
La Vega Arriba	138	138	122	4	0	0	0	0	126	0	0	126	100%	91%
Patillal	489	483	295	175	0	0	0	0	470	0	0	470	99%	96%
Alto del Vuelta	107	105	91	14	0	0	0	0	105	0	0	105	98%	98%
Badillo	238	234	174	58	0	0	0	0	232	0	0	232	98%	97%
San José de Oriente	433	433	233	184	0	0	0	0	417	2	0	419	100%	96%
Guachoche	334	333	294	37	0	0	0	0	331	0	0	331	100%	99%
Las Raíces	66	66	64	0	0	0	0	0	64	0	0	64	100%	97%
Río Seco	156	155	152	0	0	0	0	0	152	0	0	152	99%	97%
Simana	441	407	345	22	0	0	0	0	367	0	0	367	92%	83%
Ayacucho	533	528	461	23	0	0	0	0	484	0	0	484	99%	91%
Guacochito	145	145	123	10	0	0	0	0	133	0	0	133	100%	92%
Betania	334	334	277	53	0	0	0	0	330	1	0	331	100%	99%
Media Luna	1,055	1,039	765	0	0	0	0	0	765	0	0	765	98%	73%
San Martín	2,254	2,144	752	1,017	62	0	0	0	1,831	1	0	1,832	95%	81%
Córdoba (29)	**216,610**	**186,434**	**74,231**	**47,308**	**16,898**	**4,146**	**1,798**	**1,188**	**145,569**	**1,311**	**63**	**146,943**	**86%**	**67%**
Montería	71,764	68,685	34,777	17,775	7,889	3,162	1,725	1,079	66,407	676	33	67,116	96%	93%
Sahagún	11,465	10,951	3,878	4,436	1,668	358	0	0	10,340	93	2	10,435	96%	90%
Cereté	13,700	13,405	3,750	5,885	1,335	525	10	0	11,505	108	20	11,633	98%	84%
Lorica	9,780	8,993	3,921	2,728	769	4	0	0	7,422	54	1	7,477	92%	76%
Planeta Rica	9,500	9,314	2,958	3,901	1,394	47	0	0	8,300	104	3	8,407	98%	87%
Montelíbano	12,000	11,750	3,957	2,736	2,440	32	63	109	9,337	95	2	9,434	98%	78%
Chinú	5,507	4,776	2,202	1,801	653	2	0	0	4,658	57	1	4,716	87%	85%
Ayapel	5,710	5,698	1,419	1,524	82	0	0	0	3,025	14	0	3,039	100%	53%
Ciénaga de Oro	5,500	4,785	2,451	1,515	366	16	0	0	4,348	18	1	4,367	87%	79%
San Antero	4,276	2,247	1,142	776	136	0	0	0	2,054	8	0	2,062	53%	48%
San Pelayo	14,042	2,715	917	584	8	0	0	0	1,509	7	0	1,516	19%	11%
Purísima	2,365	2,154	585	492	27	0	0	0	1,104	2	0	1,106	91%	47%
San Andrés	1,804	1,620	790	664	56	0	0	0	1,510	23	0	1,533	90%	84%
Momil	2,023	1,780	957	457	2	0	0	0	1,416	6	0	1,422	88%	70%
Pueblo Nuevo	3,000	2,221	948	749	61	0	0	0	1,758	18	0	1,776	74%	59%
Buenavista	3,000	1,238	765	229	1	0	0	0	995	3	0	998	41%	33%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Cobertura residencial Efectiva
San Carlos	1,200	993	600	67	1	0	0	0	668	3	0	671	83%	56%
Chimá	688	624	411	110	0	0	0	0	521	6	0	527	91%	76%
Tuchín	1,130	1,124	689	29	1	0	0	0	719	8	0	727	99%	64%
Tierralta	7,910	7,555	2,471	28	0	0	0	0	2,499	4	0	2,503	96%	32%
Valencia	5,586	5,333	1,135	126	0	0	0	0	1,261	2	0	1,263	95%	23%
Puerto Libertador	3,279	1,131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34%	0%
La Apartada	3,468	3,460	849	447	0	0	0	0	1,296	2	0	1,298	100%	37%
Canalete	834	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23%	0%
Moñitos	2,208	1,968	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	89%	0%
Tarazá	5,000	4,557	422	31	0	0	0	0	453	0	0	453	91%	9%
Cáceres y Jardín	5,495	3,130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57%	0%
San Bernardo del Viento	2,476	2,229	896	218	8	0	0	0	1,122	0	0	1,122	90%	45%
Cotorra	1,900	1,804	1,341	0	1	0	0	0	1,342	0	0	1,342	95%	71%
Cundinamarca (52)	**2,306,476**	**2,157,171**	**167,158**	**714,158**	**682,026**	**225,498**	**67,499**	**49,841**	**1,906,180**	**42,181**	**140**	**1,948,501**	**94%**	**83%**
Bogotá	1,931,372	1,811,161	123,873	573,516	598,143	209,012	66,202	48,908	1,619,654	37,907	46	1,657,607	94%	84%
Soacha	127,271	127,271	22,956	53,577	26,166	0	0	0	102,699	0	22	102,721	100%	81%
Fusagasugá	29,843	29,039	3,159	9,342	4,733	4,798	132	1	22,165	216	0	22,381	97%	74%
Girardot	25,570	23,969	1,712	7,675	5,658	597	84	0	15,726	173	1	15,900	94%	62%
Facatativá	19,442	17,999	2,695	7,967	4,331	1,976	0	0	16,969	389	5	17,363	93%	87%
Zipaquirá	18,180	17,492	2,023	8,511	5,105	1,754	1	0	17,394	511	2	17,907	96%	96%
Chía	21,160	21,160	619	7,419	6,966	3,063	826	667	19,560	653	4	20,217	100%	92%
Mosquera	17,893	17,893	1,829	7,915	5,560	2,277	0	0	17,581	340	15	17,936	100%	98%
Funza	14,530	14,530	963	3,519	8,311	237	0	0	13,030	313	7	13,350	100%	90%
Madrid	11,994	11,228	381	6,702	3,906	73	0	0	11,062	273	2	11,337	94%	92%
Sibaté	7,587	5,527	368	3,581	1,043	0	0	0	4,992	0	5	4,997	73%	66%
Cajicá	8,133	8,133	654	3,448	2,813	834	209	145	8,103	285	13	8,401	100%	100%
Ubaté	5,265	4,928	1,202	2,867	625	48	0	0	4,742	165	2	4,909	94%	90%
Puerto Salgar	3,150	2,929	1,376	651	156	0	0	0	2,183	18	0	2,201	93%	69%
Ricaurte	3,563	1,607	241	92	394	43	1	0	771	26	0	797	45%	22%
Simijaca	1,644	1,180	119	448	535	4	0	0	1,106	54	3	1,163	72%	67%
Tocancipá	2,771	2,587	348	1,452	433	293	0	0	2,526	85	9	2,620	93%	91%
Cota	2,115	2,115	13	434	1,077	102	42	120	1,788	80	1	1,869	100%	85%
Sopó	2,517	2,368	410	1,510	485	0	0	0	2,405	112	1	2,518	94%	96%
Tenjo	926	778	5	572	135	0	0	0	712	32	0	744	84%	77%
Nemocón	1,158	1,002	191	473	184	2	0	0	850	36	0	886	87%	73%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Cobertura residencial Efectiva
Bojacá	1,068	1,049	61	642	190	0	0	0	893	79	0	972	98%	84%
Tabio	2,218	2,197	27	877	1,071	243	0	0	2,218	76	0	2,294	99%	100%
Cogua	1,422	1,415	340	730	353	0	0	0	1,423	57	1	1,481	100%	100%
Cáqueza	1,624	1,250	47	695	205	3	0	0	950	30	0	980	77%	58%
Gachancipá	775	679	97	322	261	2	0	0	682	27	0	709	88%	88%
Susa	512	257	3	146	103	0	0	0	252	11	0	263	50%	49%
Une	962	800	10	405	236	0	0	0	651	40	0	691	83%	68%
Zipacón	450	384	5	233	69	0	0	0	307	13	0	320	85%	68%
Paratebueno	730	693	121	600	25	0	0	0	746	21	1	768	95%	102%
Cucunubá	553	552	9	180	96	0	0	0	285	9	0	294	100%	52%
Chipaque	549	465	7	98	268	0	0	0	373	21	0	394	85%	68%
Guayabetal	373	370	12	324	1	0	0	0	337	8	0	345	99%	90%
Fosca	375	349	31	273	10	0	0	0	314	9	0	323	93%	84%
Sutatausa	301	295	1	113	179	0	0	0	293	6	0	299	98%	97%
Quetame	347	344	16	236	47	0	0	0	299	5	0	304	99%	86%
Tausa	290	169	39	40	60	0	0	0	139	7	0	146	58%	48%
Puente Quetame	180	180	0	139	18	0	0	0	157	10	0	167	100%	87%
Capellania	145	145	0	30	78	0	0	0	108	3	0	111	100%	74%
Guatancuy	51	51	1	50	0	0	0	0	51	0	0	51	100%	100%
Medina	975	830	56	778	27	0	0	0	861	11	0	872	85%	88%
Arbeláez	1,768	1,317	12	580	267	82	1	0	942	20	0	962	74%	53%
Silvania	2,330	1,679	64	472	523	55	1	0	1,115	16	0	1,131	72%	48%
Agua de Dios	4,179	3,303	381	1,836	70	0	0	0	2,287	14	0	2,301	79%	55%
Tocaima	3,751	3,145	231	1,206	432	0	0	0	1,869	15	0	1,884	84%	50%
Villeta	6,574	890	192	169	36	0	0	0	397	0	0	397	14%	6%
Puerto Bogotá	1,312	919	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	70%	0%
La Vega	1,487	367	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25%	0%
El Rosal	3,562	2,932	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	82%	0%
La Calera	6,473	2,932	10	554	499	0	0	0	1,063	0	0	1,063	45%	16%
Apulo	1,576	1,286	152	546	143	0	0	0	841	1	0	842	82%	53%
Fúquene	96	96	1	59	0	0	0	0	60	4	0	64	100%	63%
Guaduas	3,384	935	95	154	0	0	0	0	249	0	0	249	28%	7%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Guaviare (1)	**5,552**	**4,676**	**1,297**	**1,030**	**6**	**0**	**0**	**0**	**2,333**	**0**	**0**	**2,333**	**84%**	**42%**
San José del Guaviare	5,552	4,676	1,297	1,030	6	0	0	0	2,333	0	0	2,333	84%	42%
La Guajira (41)	**93,240**	**85,872**	**22,919**	**36,076**	**12,910**	**1,990**	**274**	**1**	**74,170**	**959**	**87**	**75,216**	**92%**	**80%**
Riohacha	29,954	26,836	10,157	9,436	4,048	1,229	274	1	25,145	378	13	25,536	90%	84%
Maicao	23,216	19,647	3,535	9,737	3,065	348	0	0	16,685	207	10	16,902	85%	72%
San Juan	5,518	5,500	1,224	1,827	1,551	48	0	0	4,650	41	0	4,691	100%	84%
Fonseca	6,683	6,683	1,982	1,793	1,810	50	0	0	5,635	58	3	5,696	100%	84%
Villanueva	4,840	4,814	930	2,522	738	17	0	0	4,207	38	1	4,246	99%	87%
Barrancas	3,316	3,250	409	1,964	682	0	0	0	3,055	41	0	3,096	98%	92%
Hato Nuevo	2,500	2,500	409	854	460	296	0	0	2,019	41	1	2,061	100%	81%
Urumita	1,720	1,720	698	922	9	0	0	0	1,629	13	1	1,643	100%	95%
Uribia	1,694	1,694	380	779	31	0	0	0	1,190	27	5	1,222	100%	70%
Manaure	1,631	1,398	202	644	173	0	0	0	1,019	29	1	1,049	86%	62%
Mingueo	1,248	1,235	95	913	0	0	0	0	1,008	8	0	1,016	99%	81%
El Molino	1,281	1,281	230	615	135	0	0	0	980	5	0	985	100%	77%
Albania	1,301	1,301	364	648	0	0	0	0	1,012	12	4	1,028	100%	78%
Dibulla	895	796	67	662	0	0	0	0	729	13	0	742	89%	81%
Distracción	899	899	180	509	165	2	0	0	856	8	0	864	100%	95%
Corredor Carbón	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	100%	0%
Palomino	698	698	127	257	0	0	0	0	384	11	0	395	100%	55%
Camarones	686	686	150	365	0	0	0	0	515	2	1	518	100%	75%
Papayal	614	614	48	421	37	0	0	0	506	5	0	511	100%	82%
La Punta	485	485	182	233	0	0	0	0	415	2	0	417	100%	86%
BuenaVista	327	327	46	251	6	0	0	0	303	4	1	308	100%	93%
Cuestecitas	471	471	245	48	0	0	0	0	293	2	0	295	100%	62%
Río Ancho	308	308	146	24	0	0	0	0	170	0	0	170	100%	55%
Las Flores	123	123	75	36	0	0	0	0	111	2	1	114	100%	90%
La Jagua del Pilar	344	344	89	208	0	0	0	0	297	5	0	302	100%	86%
El Pájaro	127	118	30	78	0	0	0	0	108	0	0	108	93%	85%
Los Pondores	329	329	208	78	0	0	0	0	286	0	1	287	100%	87%
El Ebanal	35	32	24	1	0	0	0	0	25	1	2	28	91%	71%
Tijeras	162	144	106	34	0	0	0	0	140	1	0	141	89%	86%
Comejenes	92	67	57	1	0	0	0	0	58	0	1	59	73%	63%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Choles	120	109	84	6	0	0	0	0	90	0	0	90	91%	75%
Anaime	39	39	21	0	0	0	0	0	21	0	0	21	100%	54%
Maitas	283	219	101	71	0	0	0	0	172	2	0	174	77%	61%
Puente Bomba	84	16	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	19%	0%
Pelechua	158	142	10	1	0	0	0	0	11	0	1	12	90%	7%
Paraguachón	296	296	118	28	0	0	0	0	146	0	0	146	100%	49%
El Hatico	211	211	77	97	0	0	0	0	174	1	0	175	100%	82%
Tabaco Rubio	26	20	9	0	0	0	0	0	9	0	0	9	77%	35%
Carraipía	320	314	27	0	0	0	0	0	27	2	0	29	98%	8%
Cerrejón	33	33	0	0	0	0	0	0	0	0	33	33	100%	0%
Guayacanal	168	168	77	13	0	0	0	0	90	0	0	90	100%	54%
Huila (38)	**199,791**	**192,289**	**47,133**	**80,987**	**17,545**	**5,567**	**1,250**	**120**	**152,602**	**1,505**	**23**	**154,130**	**96%**	**76%**
Neiva	106,547	105,150	18,855	46,934	10,624	5,284	1,247	118	83,062	1,043	17	84,122	99%	78%
Garzón	9,795	9,556	2,265	3,940	1,640	144	1	1	7,991	59	0	8,050	98%	82%
Campoalegre	7,382	7,286	3,140	2,869	497	0	0	0	6,506	37	1	6,544	99%	88%
La Plata	6,420	6,328	1,149	3,066	1,020	4	0	0	5,239	69	0	5,308	99%	82%
Rivera	5,044	4,809	1,231	2,656	394	76	1	1	4,359	50	1	4,410	95%	86%
Palermo	3,718	3,287	1,078	1,252	458	3	0	0	2,791	50	0	2,841	88%	75%
Gigante	4,189	4,083	1,193	2,228	120	0	0	0	3,541	22	0	3,563	97%	85%
Algeciras	3,289	3,269	1,084	1,298	79	0	0	0	2,461	17	0	2,478	99%	75%
Aipe	2,750	2,737	791	1,674	146	5	0	0	2,616	11	0	2,627	100%	95%
Yaguará	2,162	2,065	423	1,230	160	1	0	0	1,814	23	0	1,837	96%	84%
Tello	1,750	1,730	959	416	75	0	0	0	1,450	3	0	1,453	99%	83%
Hobo	1,945	1,753	607	640	3	0	0	0	1,250	5	1	1,256	90%	64%
Tesalia	1,684	1,637	1,005	435	35	0	0	0	1,475	6	0	1,481	97%	88%
Caguán	1,638	1,501	911	472	0	0	0	0	1,383	8	0	1,391	92%	84%
Baraya	1,226	1,176	659	268	40	0	0	0	967	9	0	976	96%	79%
Tarqui	2,261	2,103	939	368	9	0	0	0	1,316	4	0	1,320	93%	58%
Teruel	1,130	1,108	340	532	113	0	0	0	985	6	0	991	98%	87%
Villavieja	2,111	2,068	1,071	643	1	0	0	0	1,715	2	0	1,717	98%	81%
Paicol	805	780	147	438	103	0	0	0	688	4	0	692	97%	85%
Juncal	725	696	100	501	4	0	0	0	605	3	0	608	96%	83%
Fortalecillas	824	778	364	371	4	0	0	0	739	13	3	755	94%	90%
Guacirco	200	200	151	39	1	0	0	0	191	0	0	191	100%	96%
Betania	170	169	90	68	1	0	0	0	159	0	0	159	99%	94%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
San Francisco	124	123	94	29	0	0	0	0	123	1	0	124	99%	99%
San Jorge	83	83	83	0	0	0	0	0	83	0	0	83	100%	100%
Timaná	2,062	1,864	642	648	55	0	0	0	1,345	3	0	1,348	90%	65%
Suaza	1,088	833	321	380	36	0	0	0	737	3	0	740	77%	68%
Pitalito	17,759	16,653	4,936	4,285	1,615	50	1	0	10,887	28	0	10,915	94%	61%
Agrado	1,449	1,426	700	382	7	0	0	0	1,089	1	0	1,090	98%	75%
El Pital	1,350	1,305	541	488	20	0	0	0	1,049	3	0	1,052	97%	78%
Altamira	816	760	74	536	12	0	0	0	622	0	0	622	93%	76%
San Agustín	2,141	2,141	281	631	213	0	0	0	1,125	0	0	1,125	100%	53%
Dindal	28	28	28	0	0	0	0	0	28	0	0	28	100%	100%
Pacarní	657	618	371	136	0	0	0	0	507	3	0	510	94%	77%
Bruselas	705	705	153	283	0	0	0	0	436	1	0	437	100%	62%
Guadalupe	1,552	1,404	352	779	60	0	0	0	1,191	2	0	1,193	90%	77%
Santa Clara	120	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0%	0%
Coyaima	2,092	77	5	72	0	0	0	0	77	15	0	92	4%	4%
Magdalena (43)	**201,748**	**192,390**	**48,425**	**51,722**	**33,158**	**8,521**	**3,497**	**8,600**	**153,923**	**2,323**	**156**	**156,402**	**95%**	**76%**
Santa Marta - Rodadero	102,920	101,466	14,595	25,831	29,038	8,416	3,497	8,600	89,977	1,726	65	91,768	99%	87%
Ciénaga	20,318	17,004	5,328	7,627	2,264	21	0	0	15,240	182	36	15,458	84%	75%
Fundación	11,842	11,497	6,478	3,267	916	53	0	0	10,714	124	1	10,839	97%	90%
Aracataca	6,159	6,003	1,973	3,694	1	0	0	0	5,668	39	1	5,708	97%	92%
El Banco	7,439	7,271	2,970	1,781	523	26	0	0	5,300	69	0	5,369	98%	71%
Santa Ana	3,015	2,368	963	894	13	0	0	0	1,870	7	1	1,878	79%	62%
El Retén	2,700	2,700	1,753	397	0	0	0	0	2,150	6	0	2,156	100%	80%
Orihueca	2,099	2,067	933	715	4	0	0	0	1,652	15	18	1,685	98%	79%
Pueblo Viejo	1,109	1,108	385	203	1	0	0	0	589	8	0	597	100%	53%
Tasajera	1,349	1,349	771	269	0	0	0	0	1,040	8	0	1,048	100%	77%
Guacamayal	1,266	1,190	636	343	0	0	0	0	979	4	3	986	94%	77%
Taganga	1,166	1,023	82	670	11	5	0	0	768	46	0	814	88%	66%
Río Frio	1,452	1,260	694	337	2	0	0	0	1,033	12	21	1,066	87%	71%
Sevilla	1,386	1,374	705	355	0	0	0	0	1,060	5	9	1,074	99%	76%
Tucurinca	906	815	529	74	0	0	0	0	603	5	0	608	90%	67%
Puerto Nuevo	744	709	278	347	0	0	0	0	625	10	0	635	95%	84%
La Gran Vía	389	344	145	139	0	0	0	0	284	2	1	287	88%	73%
Buritaca	365	365	60	208	1	0	0	0	269	15	0	284	100%	74%
La Isla	634	634	335	103	0	0	0	0	438	7	0	445	100%	69%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Nueva Granada	1,200	1,124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94%	0%
Remolino	1,039	1,032	281	350	0	0	0	0	631	2	0	633	99%	61%
Algarrobo	1,546	774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50%	0%
Ariguaní	3,536	3,525	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100%	0%
Chibolo	1,851	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32%	0%
Sitio Nuevo	2,470	2,445	1,795	0	0	0	0	0	1,795	4	0	1,799	99%	73%
Sabanas de San Angel	730	288	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39%	0%
Salamina	1,503	1,498	370	607	35	0	0	0	1,012	5	0	1,017	100%	67%
Palmira	349	347	223	14	0	0	0	0	237	2	0	239	99%	68%
Plato	9,092	9,092	1,346	707	125	0	0	0	2,178	0	0	2,178	100%	24%
Media Luna	1,069	1,069	551	154	0	0	0	0	705	1	0	706	100%	66%
Varela	598	598	479	0	0	0	0	0	479	1	0	480	100%	80%
Soplador	89	89	70	0	0	0	0	0	70	0	0	70	100%	79%
Pivijay	5,435	5,434	1,480	1,685	224	0	0	0	3,389	4	0	3,393	100%	62%
Piñuela	215	215	157	7	0	0	0	0	164	2	0	166	100%	76%
Palermo	1,249	1,231	767	142	0	0	0	0	909	8	0	917	99%	73%
El Piñón	1,389	1,389	620	559	0	0	0	0	1,179	0	0	1,179	100%	85%
Carmen del Magdalena	363	363	176	19	0	0	0	0	195	0	0	195	100%	54%
Retirada	29	29	29	0	0	0	0	0	29	0	0	29	100%	100%
Loma	33	33	33	0	0	0	0	0	33	0	0	33	100%	100%
Lomita	22	22	22	0	0	0	0	0	22	0	0	22	100%	100%
Guaimaro	466	445	262	171	0	0	0	0	433	3	0	436	95%	93%
Campo Alegre	49	49	49	0	0	0	0	0	49	0	0	49	100%	100%
Santa Rosalía	168	168	102	53	0	0	0	0	155	1	0	156	100%	92%
Meta (19)	**156,402**	**150,687**	**23,187**	**45,772**	**50,808**	**9,605**	**3,149**	**751**	**133,272**	**2,500**	**27**	**135,799**	**96%**	**85%**
Villavicencio	104,107	103,937	13,824	30,813	44,314	9,210	3,146	750	102,057	2,023	21	104,101	100%	98%
Acacías	23,855	20,291	4,203	6,680	3,915	394	3	0	15,195	270	5	15,470	85%	64%
Castilla	1,060	1,018	40	548	195	0	0	0	783	13	0	796	96%	74%
San Martín	8,501	8,034	349	1,101	337	1	0	0	1,788	16	0	1,804	95%	21%
Guamal	2,977	2,570	456	490	166	0	0	0	1,112	19	1	1,132	86%	37%
Barranca de Upía	596	573	288	256	0	0	0	0	544	13	0	557	96%	91%
Cumaral	3,450	3,250	391	1,704	911	0	0	0	3,006	53	0	3,059	94%	87%
Restrepo	2,391	2,391	749	570	901	0	0	1	2,221	56	0	2,277	100%	93%
Cubarral	602	602	157	257	0	0	0	0	414	1	0	415	100%	69%
Puerto Gaitán	1,200	1,200	239	644	4	0	0	0	887	10	0	897	100%	74%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
San Carlos de Guaroa	725	725	335	291	1	0	0	0	627	0	0	627	100%	86%
Puerto Concordia	355	355	260	20	0	0	0	0	280	0	0	280	100%	79%
Puerto Lleras	850	850	182	279	0	0	0	0	461	0	0	461	100%	54%
El Dorado	310	310	257	24	0	0	0	0	281	0	0	281	100%	91%
Puerto Rico	683	683	492	134	0	0	0	0	626	0	0	626	100%	92%
El Castillo	380	377	217	152	0	0	0	0	369	0	0	369	99%	97%
Cabuyaro	485	485	249	131	0	0	0	0	380	0	0	380	100%	78%
Puerto López	3,330	2,506	409	1,331	64	0	0	0	1,804	22	0	1,826	75%	54%
San Juan de Arana	545	530	90	347	0	0	0	0	437	4	0	441	97%	80%
Norte de Santander (5)	**209,077**	**137,471**	**18,634**	**46,915**	**21,678**	**7,891**	**488**	**1**	**95,607**	**189**	**6**	**95,802**	**66%**	**46%**
Cúcuta	139,358	96,582	9,206	34,464	17,284	7,313	488	1	68,756	104	5	68,865	69%	49%
Los Patios	16,007	10,633	490	4,784	1,337	1	0	0	6,612	0	0	6,612	66%	41%
Villa del Rosario	16,801	7,338	1,170	1,932	269	4	0	0	3,375	2	0	3,377	44%	20%
Pamplona	12,687	1,976	278	676	287	34	0	0	1,275	0	0	1,275	16%	10%
Ocaña	24,224	20,942	7,490	5,059	2,501	539	0	0	15,589	83	1	15,673	86%	64%
Quindío (8)	**131,568**	**131,568**	**23,815**	**45,506**	**22,028**	**5,626**	**3,708**	**824**	**101,507**	**1,627**	**38**	**103,172**	**100%**	**77%**
Armenia	81,877	81,877	15,426	19,431	16,286	4,921	3,642	813	60,519	998	27	61,544	100%	74%
Calarcá	16,559	16,559	1,694	8,578	2,908	563	15	1	13,759	212	3	13,974	100%	83%
Montenegro	8,482	8,482	2,234	3,944	670	15	6	3	6,872	105	2	6,979	100%	81%
Quimbaya	7,002	7,002	770	4,228	679	21	0	0	5,698	91	0	5,789	100%	81%
La Tebaida	8,131	8,131	1,550	4,865	306	9	29	5	6,764	85	3	6,852	100%	83%
Circasia	5,958	5,958	1,647	2,476	737	96	16	2	4,974	59	3	5,036	100%	83%
Filandia	2,339	2,339	410	1,275	303	0	0	0	1,988	42	0	2,030	100%	85%
Salento	1,220	1,220	84	709	139	1	0	0	933	35	0	968	100%	76%
Risaralda (7)	**186,670**	**186,670**	**21,465**	**53,408**	**40,962**	**15,055**	**6,964**	**3,563**	**141,417**	**2,424**	**72**	**143,913**	**100%**	**76%**
Pereira	111,209	111,209	13,476	27,939	16,732	11,334	6,829	3,555	79,865	1,413	38	81,316	100%	72%
Dos Quebradas	51,119	51,119	4,519	17,483	17,248	3,137	38	0	42,425	603	32	43,060	100%	83%
Santa Rosa de Cabal	12,576	12,576	1,119	4,352	3,893	464	97	8	9,933	208	2	10,143	100%	79%
La Virginia	7,711	7,711	1,773	1,892	2,322	112	0	0	6,099	113	0	6,212	100%	79%
Marsella	2,740	2,740	461	1,229	387	4	0	0	2,081	53	0	2,134	100%	76%
La Celia	878	878	66	406	216	2	0	0	690	24	0	714	100%	79%
Balboa	437	437	51	107	164	2	0	0	324	10	0	334	100%	74%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Cobertura residencial Efectiva
Santander (26)	**330,724**	**327,922**	**43,833**	**91,695**	**90,868**	**60,738**	**9,456**	**9,710**	**306,300**	**8,202**	**49**	**314,551**	**99%**	**93%**
Bucaramanga	124,569	124,569	12,594	21,002	32,802	41,904	4,543	8,174	121,019	5,073	17	126,109	100%	97%
Floridablanca	74,372	74,372	6,987	25,865	20,674	10,673	4,176	1,415	69,790	430	6	70,226	100%	94%
Barrancabermeja	46,646	46,646	10,429	16,451	8,459	5,773	675	0	41,787	919	1	42,707	100%	90%
Girón	26,331	26,331	6,121	8,913	8,900	849	11	2	24,796	659	22	25,477	100%	94%
Piedecuesta	25,241	23,376	209	7,720	15,086	1,501	51	116	24,683	611	3	25,297	93%	98%
Barbosa	5,600	5,300	55	2,450	900	0	0	0	3,405	41	0	3,446	95%	61%
San Vicente de Chucurí	3,733	3,360	994	2,066	292	0	0	0	3,352	8	0	3,360	90%	90%
Sabana de Torres	3,724	3,724	713	1,704	1,186	0	0	0	3,603	96	0	3,699	100%	97%
Puerto Wilches	3,500	3,462	2,206	901	346	0	0	0	3,453	92	0	3,545	99%	99%
Lebrija	2,985	2,883	40	916	1,872	32	0	3	2,863	119	0	2,982	97%	96%
Vélez	1,982	1,982	1,352	0	0	0	0	0	1,352	52	0	1,404	100%	68%
Puente Nacional	1,290	1,210	113	492	293	0	0	0	898	25	0	923	94%	70%
Puente Sogamoso	1,135	1,134	802	260	7	0	0	0	1,069	12	0	1,081	100%	94%
La Belleza	565	565	84	356	12	0	0	0	452	16	0	468	100%	80%
Guavatá	430	415	9	398	0	0	0	0	407	4	0	411	97%	95%
El Pedral	492	491	263	109	4	0	0	0	376	5	0	381	100%	76%
Bolívar	300	300	0	294	0	0	0	0	294	4	0	298	100%	98%
Florián	381	363	9	276	12	0	0	0	297	8	0	305	95%	78%
Jesús María	220	220	7	176	0	0	0	0	183	5	0	188	100%	83%
Chipata	220	220	0	220	0	0	0	0	220	0	0	220	100%	100%
El Peñón	433	433	38	324	0	0	0	0	362	0	0	362	100%	84%
Albania	108	99	3	85	3	3	0	0	94	10	0	104	92%	87%
Sucre	100	100	1	99	0	0	0	0	100	1	0	101	100%	100%
Guepsa	942	942	527	374	20	3	0	0	924	12	0	936	100%	98%
Marquetalia y Pensilvania	4,886	4,886	30	76	0	0	0	0	106	0	0	106	100%	2%
La Paz	539	539	247	168	0	0	0	0	415	0	0	415	100%	77%
Sucre (18)	**123,978**	**108,098**	**45,564**	**37,581**	**10,032**	**3,746**	**329**	**450**	**97,702**	**1,245**	**32**	**98,979**	**87%**	**79%**
Sincelejo	57,925	53,257	20,981	19,497	6,778	3,280	315	450	51,301	586	16	51,903	92%	89%
Corozal	12,131	10,285	4,335	4,953	404	159	14	0	9,865	82	5	9,952	85%	81%
Sincé	6,650	5,123	2,939	1,060	493	46	0	0	4,538	46	1	4,585	77%	68%
Tolú	6,300	5,332	1,784	1,661	725	193	0	0	4,363	125	0	4,488	85%	69%
San Marcos	6,100	5,886	2,053	2,263	892	0	0	0	5,208	77	2	5,287	96%	85%
Coveñas	4,500	1,949	847	827	23	0	0	0	1,697	128	2	1,827	43%	38%
San Onofre	5,035	4,291	1,861	1,097	280	8	0	0	3,246	24	0	3,270	85%	64%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
San Pedro	3,271	2,536	1,623	651	47	0	0	0	2,321	28	1	2,350	78%	71%
Sampués	4,000	3,811	1,746	1,504	149	60	0	0	3,459	37	2	3,498	95%	86%
Galeras	2,824	2,528	1,318	702	118	0	0	0	2,138	15	0	2,153	90%	76%
Ovejas	2,625	2,243	1,186	628	49	0	0	0	1,863	17	0	1,880	85%	71%
Buenavista	2,244	1,617	1,122	256	0	0	0	0	1,378	12	0	1,390	72%	61%
Los Palmitos	1,950	1,706	1,009	643	0	0	0	0	1,652	16	1	1,669	87%	85%
San Juan de Betulia	1,614	1,494	612	745	19	0	0	0	1,376	7	0	1,383	93%	85%
Morroa	2,300	1,918	1,130	578	39	0	0	0	1,747	22	1	1,770	83%	76%
La Unión	1,452	1,416	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98%	0%
Tolú Viejo	1,357	1,180	665	435	15	0	0	0	1,115	15	1	1,131	87%	82%
El Porvenir	1,700	1,526	353	81	1	0	0	0	435	8	0	443	90%	26%
Tolima (34)	**252,001**	**227,203**	**39,554**	**103,664**	**41,740**	**8,960**	**1,252**	**211**	**195,381**	**1,758**	**38**	**197,177**	**90%**	**78%**
Ibagué	120,524	118,872	16,965	56,114	29,420	8,038	1,122	209	111,868	1,021	25	112,914	99%	93%
Espinal	15,144	14,617	2,286	6,183	2,534	408	1	1	11,413	103	7	11,523	97%	75%
Flandes	14,273	9,686	167	3,009	2,277	2	0	0	5,455	36	1	5,492	68%	38%
Melgar	9,873	8,016	1,144	2,745	1,881	173	101	1	6,045	156	0	6,201	81%	61%
Honda	8,129	6,820	1,442	3,400	533	76	1	0	5,452	45	0	5,497	84%	67%
Mariquita	7,827	7,591	2,812	3,381	360	36	1	0	6,590	68	2	6,660	97%	84%
Líbano	6,935	6,515	646	3,503	1,580	162	0	0	5,891	48	0	5,939	94%	85%
Lérida	4,222	4,081	766	2,999	72	0	0	0	3,837	17	0	3,854	97%	91%
Fresno	3,738	3,689	895	2,017	739	1	0	0	3,652	31	0	3,683	99%	98%
Guamo	4,832	4,737	1,070	2,580	197	0	0	0	3,847	20	0	3,867	98%	80%
Purificación	4,252	3,997	1,289	1,893	110	0	0	0	3,292	20	0	3,312	94%	77%
Armero-Guayabal	3,086	2,863	1,204	1,197	5	0	0	0	2,406	15	0	2,421	93%	78%
Carmen de Apicalá	2,969	2,877	131	1,332	328	57	24	0	1,872	29	0	1,901	97%	63%
Ambalema	1,764	1,741	750	578	67	0	0	0	1,395	4	0	1,399	99%	79%
Venadillo	2,564	2,464	1,015	1,157	6	0	0	0	2,178	15	0	2,193	96%	85%
Saldaña	2,879	2,704	610	1,392	129	5	0	0	2,136	18	0	2,154	94%	74%
Chicoral	1,607	1,485	241	891	161	0	0	0	1,293	8	1	1,302	92%	80%
San Luis	2,158	2,084	831	1,007	8	0	2	0	1,848	7	0	1,855	97%	86%
Herveo	1,247	1,101	324	691	5	0	0	0	1,020	5	0	1,025	88%	82%
Alvarado	947	943	211	538	3	0	0	0	752	4	0	756	100%	79%
Piedras	588	571	167	343	0	0	0	0	510	2	0	512	97%	87%
Gualanday	415	376	88	152	36	0	0	0	276	3	0	279	91%	67%
La Sierra	417	405	293	75	0	0	0	0	368	0	1	369	97%	88%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Doima	278	274	91	127	0	0	0	0	218	1	0	219	99%	78%
Natagaima	2,971	2,665	687	1,126	219	0	0	0	2,032	4	1	2,037	90%	68%
Chaparral	8,470	7,652	2,088	2,402	695	2	0	0	5,187	48	0	5,235	90%	61%
Icononzo	1,386	1,265	316	641	6	0	0	0	963	15	0	978	91%	69%
Valle de San Juan	839	821	320	319	0	0	0	0	639	7	0	646	98%	76%
Ortega	2,386	2,078	218	818	212	0	0	0	1,248	8	0	1,256	87%	52%
Tierradentro	58	58	18	22	0	0	0	0	40	0	0	40	100%	69%
Falan	7,015	878	121	201	1	0	0	0	323	0	0	323	13%	5%
Palocabildo	4,698	1,041	95	269	110	0	0	0	474	0	0	474	22%	10%
Casabianca	2,371	1,097	134	227	1	0	0	0	362	0	0	362	46%	15%
Villa Hermosa	1,139	1,139	119	335	45	0	0	0	499	0	0	499	100%	44%
Valle (88)	**1,105,743**	**1,035,176**	**139,722**	**293,424**	**226,083**	**59,112**	**42,221**	**11,614**	**772,176**	**11,736**	**266**	**784,178**	**94%**	**70%**
Cali	614,724	589,391	70,046	141,661	158,409	47,661	39,129	11,442	468,348	8,859	175	477,382	96%	76%
Buenaventura	83,841	72,580	19,675	7,301	4,425	462	0	0	31,863	31	3	31,897	87%	38%
Palmira	73,947	69,226	2,335	29,831	16,116	3,925	551	3	52,761	564	12	53,337	94%	71%
Tuluá	49,825	46,549	3,440	17,960	11,407	2,084	1,524	6	36,421	402	3	36,826	93%	73%
Buga	33,035	30,274	4,793	10,820	4,329	1,011	603	8	21,564	343	9	21,916	92%	65%
Cartago	38,433	36,090	4,039	8,158	11,999	1,964	405	155	26,720	212	1	26,933	94%	70%
Jamundí	26,333	23,079	777	10,715	4,886	1,705	0	0	18,083	219	2	18,304	88%	69%
Yumbo	23,696	21,219	3,058	8,843	2,075	0	0	0	13,976	258	37	14,271	90%	59%
Pradera	11,658	10,898	3,241	4,071	1,078	1	0	0	8,391	68	0	8,459	93%	72%
Florida	12,095	11,833	3,241	4,671	864	0	0	0	8,776	55	0	8,831	98%	73%
Hormiguero	848	707	104	323	0	0	0	0	427	1	0	428	83%	50%
Montebello	3,264	2,702	598	379	0	1	0	0	978	6	0	984	83%	30%
Campo Alegre	479	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20%	0%
Andalucía	4,237	3,965	318	2,896	45	0	0	0	3,259	21	1	3,281	94%	77%
Ansermanuevo	3,515	3,266	723	1,337	247	0	0	0	2,307	14	0	2,321	93%	66%
Bugalagrande	3,387	3,194	625	1,440	499	0	0	0	2,564	31	0	2,595	94%	76%
Overo Maria	535	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Caicedonia	7,448	7,206	113	3,019	1,880	140	9	0	5,161	62	0	5,223	97%	69%
Candelaria	4,927	4,875	529	1,986	1,183	0	0	0	3,698	42	0	3,740	99%	75%
El Arenal	347	301	53	147	0	0	0	0	200	0	0	200	87%	58%
El Cabuyal	1,343	1,216	341	408	1	0	0	0	750	1	0	751	91%	56%
El Carmelo	2,246	2,107	539	827	0	0	0	0	1,366	12	2	1,380	94%	61%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
El Tiple	418	385	49	199	0	0	0	0	248	0	0	248	92%	59%
Villagorgona	6,372	5,799	1,929	2,530	1	0	0	0	4,460	27	1	4,488	91%	70%
San Joaquín	905	869	86	484	0	0	0	0	570	1	0	571	96%	63%
Poblado Campestre	3,102	3,071	31	549	1,344	0	0	0	1,924	8	0	1,932	99%	62%
Zaragoza	1,170	1,139	134	724	100	0	0	0	958	1	0	959	97%	82%
Cerrito	9,937	9,630	2,380	4,120	501	6	0	0	7,007	85	1	7,093	97%	71%
Ana Caro	117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
El Placer	3,770	3,675	660	1,687	12	0	0	0	2,359	14	0	2,373	97%	63%
La Regina	283	271	31	66	0	0	0	0	97	0	0	97	96%	34%
Domingo Largo	144	137	78	0	0	0	0	0	78	0	0	78	95%	54%
El Vínculo	617	557	23	320	1	0	0	0	344	0	0	344	90%	56%
Zanjon Hondo	592	461	35	236	4	1	0	0	276	0	0	276	78%	47%
Potrerito	737	566	15	211	0	0	0	0	226	0	0	226	77%	31%
San Isidro	313	253	15	96	1	0	0	0	112	0	0	112	81%	36%
Sonso	1,157	1,094	0	311	0	0	0	0	311	0	0	311	95%	27%
Chambimbal	419	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0%	0%
Guayabal	250	233	7	66	0	0	0	0	73	0	0	73	93%	29%
Matapalo	22	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	5%	0%
Barrancas	316	275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87%	0%
La Bolsa	89	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92%	0%
Presidente	664	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Irupac	101	0	40	18	0	0	0	0	58	0	0	58	0%	57%
La Tupia	330	175	0	126	0	0	0	0	126	0	0	126	53%	38%
Campo Alegre	861	714	35	196	0	0	0	0	231	1	0	232	83%	27%
Santa Elena	1,322	1,110	138	415	2	0	0	0	555	0	0	555	84%	42%
La Gloria	110	86	5	12	0	0	0	0	17	0	0	17	78%	15%
Lucero	109	95	27	9	0	0	0	0	36	0	0	36	87%	33%
Aguaclara	3,113	2,202	30	18	0	0	0	0	48	1	0	49	71%	2%
Boyacá	272	205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75%	0%
Cascajal 2	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Cascajal 1	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Chococito	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Remolino	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
San Antonio de Los Caballeros	1,891	1,874	1,278	3	0	0	0	0	1,281	0	0	1,281	99%	68%
Tarragona Alta	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%

Usuarios de gas natural en Colombia

DEPARTAMENTO	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial Potencial	Efectiva
Pedregal	418	315	159	0	0	0	0	0	159	0	0	159	75%	38%
Tarragona Baja	299	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Ginebra	2,872	2,789	474	1,174	368	3	0	0	2,019	30	0	2,049	97%	70%
Costa Rica	1,176	1,149	283	599	2	0	0	0	884	9	0	893	98%	75%
Guacarí	5,375	5,131	987	2,839	74	0	0	0	3,900	41	2	3,943	95%	73%
Guabas	678	640	108	334	0	0	0	0	442	0	0	442	94%	65%
Guabitas	920	859	203	377	0	0	0	0	580	0	0	580	93%	63%
La Unión	8,290	7,800	4,031	1,697	321	0	0	0	6,049	56	1	6,106	94%	73%
San Luis	394	255	47	78	1	0	0	0	126	1	0	127	65%	32%
La Victoria	3,079	3,004	975	1,373	59	0	0	0	2,407	20	0	2,427	98%	78%
Obando	2,846	2,704	935	975	7	0	0	0	1,917	12	0	1,929	95%	67%
Amaime	1,251	1,057	34	640	1	0	0	0	675	0	0	675	84%	54%
Juanchito (Candelaria)	695	344	49	14	0	0	0	0	63	3	5	71	49%	9%
La Dolores	421	364	16	110	0	0	0	0	126	2	2	130	86%	30%
La Granja	201	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Roldanillo	8,219	7,957	1,737	3,157	1,136	79	0	0	6,109	52	0	6,161	97%	74%
San Pedro	1,725	1,653	306	755	357	9	0	0	1,427	14	2	1,443	96%	83%
Todos los Santos	353	344	74	238	0	0	0	0	312	0	0	312	97%	88%
Sevilla	9,451	9,025	1,806	3,431	1,495	54	0	0	6,786	84	2	6,872	95%	72%
Nariño	973	931	9	676	0	0	0	0	685	0	0	685	96%	70%
Zarzal	8,723	8,031	1,352	3,975	853	5	0	0	6,185	61	2	6,248	92%	71%
Quebrada Seca	513	404	172	92	0	1	0	0	265	0	0	265	79%	52%
La Campesina	220	212	124	9	0	0	0	0	133	0	0	133	96%	60%
Pájaro de Oro	78	71	35	12	0	0	0	0	47	0	0	47	91%	60%
San Pedro (La Victoria)	167	167	98	12	0	0	0	0	110	0	0	110	100%	66%
Juanchito (Palmira)	3,402	1,977	0	141	0	0	0	0	141	0	0	141	58%	4%
El Guaval	198	147	22	0	0	0	0	0	22	0	1	23	74%	11%
Buchitolo	374	369	7	223	0	0	0	0	230	0	1	231	99%	61%
La Paila	1,722	1,611	1	1,293	0	0	0	0	1,294	12	0	1,306	94%	75%
Limones	135	135	64	11	0	0	0	0	75	0	0	75	100%	56%

Glosario de Términos, Siglas y Factores de Conversión

Glosario de términos

CONCEPTO	Descripción
Aire Propanado	Gas perteneciente a la segunda familia de los gases combustibles con una mezcla de 60% volumen de propano y 40% volumen de aire.
Benchmark	Comparativo que se realiza para diferentes negocios que guardan cierta similitud o dentro de un mismo tipo de negocio, para diferentes empresas.
Ciclo Abierto	Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible, sólo se da en primera fase en donde los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad.
Ciclo Combinado	Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible, consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.
Cobertura Efectiva	Cálculo porcentual determinado por los usuarios residenciales conectados dividido sobre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
Cobertura Potencial	Cálculo porcentual determinado por los usuarios anillados dividido sobre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
Cogeneración	Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica.
Coselles	Sistema diseñado para el almacenamiento de GNC a altas presiones.
Distribución - Comercialización de Gas	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de gas. Es el agente encargado del transporte de gas combustible a través de redes de tubería, desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad, o desde un sistema de distribución, hasta la conexión de un usuario. Además, estas empresas son comercializadores cuya actividad es el suministro de gas combustible a título oneroso.
Distribución - Comercialización de Energía Eléctrica	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de energía eléctrica. Los distribuidores ejercen simultáneamente las actividades de comercialización.
EMBIG	Emerging Markets Bond Index Global. Índice del mercado expres basado en JP Morgan.
Gas Asociado	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser calificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
Gas Combustible	Es cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo) y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC - 3527, o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.
Gas de Areniscas	Tight gas
Gas de Lutitas	Shale gas
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Hidrocarburo derivado del petróleo compuesto principalmente por propano y butano, extraído del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseoso en condiciones atmosféricas, que se licúa fácilmente. Es combustible y se distribuye principalmente en cilindros y redes urbanas.

Glosario de términos

CONCEPTO	Descripción
Gas Natural	Mezcla de gases de composición variable que se encuentra en función del yacimiento del que se extrae. Está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90% o 95%, puede contener otros gases como nitrógeno, etano, CO_2, H_2S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.
Gas Natural Vehicular	Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.
Gas no Asociado	Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
Gasoductos Dedicados	Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción de gas de manera independiente y exclusiva, y que no se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros.
Gasoductos Embebidos	Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que se encuentran por razones técnicas de operación, integrados a otros sistemas de transporte de propiedad de una persona natural o jurídica diferente.
Henry Hub	Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, EUA. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el NYMEX (New York Mercantile Exchange).
Intensidad Energética	Cantidad de energía necesaria para producir una unidad de producto o riqueza.
Interconexión Internacional	Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.
LNG	Gas natural en forma líquida, se consigue a través de un proceso de licuefacción que reduce el volumen del gas natural 600 veces con respecto a su volumen original. Se almacena a -1610C y a presión atmosférica en tanques criogénicos especiales para baja temperatura.
Parejas de Cargos Regulados	Conjunto de cargos de transporte que permiten recuperar los costos de inversión distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones.
Pie Cúbico	Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1,000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.
Pozos A3	En el lenguaje petrolero se denomina así al primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada.
Población Activa	Sumatoria de la población ocupada más la población desempleada.
Población en Edad de Trabajar	Personas ocupadas más personas desempleadas mayores de 16 años, o la población activa mayor de 16 años.
Población Inactiva	Personas que no tienen trabajo y tampoco lo están buscando.
Población Ocupada	Personas con empleo.
Psi	Unidad de presión, cuyo valor equivale a una libra por pulgada cuadrada. Su significado en inglés: Pounds per square inch.
Recursos	Los recursos minerales son una concentración u ocurrencia de material de interés económico intrínseco en o sobre la corteza de la tierra en forma y cantidad en que haya probabilidades razonables de una eventual extracción económica.

Glosario de términos

CONCEPTO	Descripción
Región Andina	Incluye a Bogotá, los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Cundinamarca, Huila, Risaralda, Quindio, Caldas, Santander, Norte de Santander y Tolima.
Región Caribe	Incluye los departamentos de La Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
Región Orinoquía y Amazonía	Incluye los departamentos de Caquetá, Casanare, Meta y Guaviare.
Región Pacífica	Incluye los departamentos de Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Chocó.
Regional	Hace referencia a un gasoducto regional, o sistema regional de transporte -SRT-. En la Resolución CREG 008 de 2001 se definen como gasoductos o grupo de gasoductos del sistema nacional de transporte, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de transporte.
Reservas	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
Reservas Probadas	Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima con razonable certeza podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad por parte de la ANH a través de actos administrativos.
Reservas Probadas Desarrolladas	Volúmenes a recuperar a partir de pozos, facilidades de producción y métodos operacionales existentes.
Reservas Probadas no Desarrolladas	Volúmenes que se espera recuperar, bien a partir de nuevos pozos en áreas no perforadas, o por la profundización de pozos existentes hacia yacimientos diferentes, o como consecuencia del desarrollo de nuevas tecnologías.
Reservas no Probadas	Volúmenes calculados a partir de información geológica e ingeniería disponible, similar a la utilizada en la cuantificación de las reservas probadas; sin embargo, la incertidumbre técnica, económica o de otra naturaleza, no permite clasificarlas como probadas.
Reservas Probables	Aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
Reservas Posibles	Aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
Sísmica	Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
TEA	Contratos de evaluación técnica llevados a cabo por la ANH.
Tasa Desempleo	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa .

Glosario de términos

CONCEPTO	Descripción
Tasa Empleo	Relación porcentual entre la población ocupada y la población en edad de trabajar.
Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP)	Unidad de medida utilizada para comparar diferentes energéticos.
Transporte de Gas	Actividades ejecutadas por los transportadores desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte y que reúnen las siguientes condiciones: 1. Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte, siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y 2. Que realice la venta del servicio de transporte a cualquier agente mediante contratos de transporte.
Transmisión	Transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Troncal	Hace referencia a un gasoducto troncal, o sistema troncal de transporte -STT-. En la Resolución CREG 008 de 2001 se define como gasoducto o grupo de gasoductos de un sistema de transporte, diámetros iguales o superiores a 16".
Usuarios Conectados	Usuarios que adquirieron los derechos de conexión frente al distribuidor de gas.
Usuarios Anillados	Usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen.
Usuarios Potenciales	Usuarios que reporta el Ministerio de Minas y Energía con base en el catastro del municipio o localidad, en algunos casos no corresponde a fuente oficial. De igual manera, en el reporte se ajustó la información publicada por Minminas, teniendo en cuenta que los usuarios potenciales deben ser iguales o superiores a los usuarios anillados y conectados.

CONCEPTO	Descripción
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
AGA	Asociación Americana del Gas (American Gas Association).
AIE	Agencia Internacional de Energía
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANSI	Instituto Nacional Americano de Normalización (American National Standards Institute)
AOM	Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento
ASE	Áreas de Servicio Exclusivo
ASNE	Áreas de Servicio No Exclusivo
BEO	Boletín Electrónico de Operaciones
Bm^3	Billones de metros cúbicos
BOMT	Build Operate Maintenance and Transfer
BP	British Petroleum
Btu	Unidades térmicas británicas
CBM	Coal Bed Methane
CCO	Complejo Criogénico de Occidente
CDP	Capacidad Disponible Primaria
CENAC	Centro de Estudios de la Construcción y el Desarrollo Urbano Regional
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CI	Costo de interrupción del servicio de gas
CPC	Centro Principal de Control
CRE	Comisión de Regulación de Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CTL	Coal To Liquid
CMMI	Council of Mining and Metallurgical Institutions
CND	Centro Nacional de Despacho
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNO	Consejo Nacional de Operación

CONCEPTO	Descripción
CO_2	Dióxido de carbono
COGB	Centro de Operaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
Cte	Corriente
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas
DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública
DEA	Data Envolvement Analysis (Análisis Envolvente de Datos)
DES	Duración Equivalente de Interrupción del Servicio
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DOE	Department of Energy Of United States
Dt	Cargo de distribución
DTF	Depósito a término fijo
E.A.	Efectivo anual
Ecogas	Empresa Colombiana de Gas
EDS	Estaciones de servicio
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EIA	Energy Information Administration (EUA)
E&P	Contratos de exploración y producción de la ANH
EMBIG	Emerging Markets Bond Index Global
ENAP	Empresa Nacional de Petróleos
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
E.S.P.	Empresa de Servicios Públicos
EUA o USA	Estados Unidos de América
FECF	Fondo Especial Cuota de Fomento
FEN	Financiera Eléctrica Nacional
FERC	Federal Energy Regulatory Commission

CONCEPTO	Descripción
FMI	Fondo Monetario Internacional
FNR	Fondo Nacional de Regalías
FOB	Free on Board
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
Gasoriente	Gas Natural del Oriente
Gastol	Gasoducto del Tolima
GI	Galón
g/GJ	Gramo contaminante por gigajoules de combustible consumido
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNI	Gas Natural Importado
GNV o GNCV	Gas Natural Vehicular
Gpcd	Giga pie cúbico diario
GWh	Gigawatts hora
ha	Hectárea
hp	Horses Power (Caballos de Fuerza)
IANGV	International Association for Natural Gas Vehicles
IEA	International Energy Agency
IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
In	Inch (Pulgada)
IO	Índice de Odorización
IPLI	Índice de Presión en Líneas Individuales
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPP	Índice de Precios al Productor

CONCEPTO	Descripción
IVA	Impuesto al Valor Agregado
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
IRST	Índice de Respuesta a Servicio Técnico
JNT	Junta Nacional de Tarifas
km	Kilómetro
Kpc	Mil pies cúbicos
Kst	Cargo de ajuste a la fórmula tarifaria
Kwh	Kilovatio hora
Kv	Kilovoltio
l	Litro
LNG	Liquid Natural Gas (Gas Natural Licuado)
m^2	Metros cuadrados
m^3	Metros cúbicos
MCIT	Ministerio de Comercio Industria y Turismo
Mbd	Miles de barriles por día
Mbtu	Millones de unidades térmicas británicas
Mha	Millones de hectáreas
Ml	Millones de Litros
mm	Milímetros
m.v.	Mes vencido
Minminas o MME	Ministerio de Minas y Energía
Mpcd	Millón de pies cúbicos diarios
Mm^3	Millón de metros cúbicos
Mst	Cargo promedio máximo por unidad
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
m	Metros

CONCEPTO	Descripción
MW	Megavatios
MRV	Mercados Relevantes Virtuales
MWh	Megavatios hora
Naturgas	Asociación Colombiana de Gas Natural
NSU	Nivel de Satisfacción del Usuario
NYMEX	New York Mercantile Exchange
NTC	Norma Técnica Colombiana
OCG	Opción de Compra de Gas
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OR	Operador de Red
PAC	Programa Anual de Caja
Pcd	Pie cúbico día
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
Pemex	Petróleos Mexicanos
PDOF	Producción Disponible para Ofertar en Firme
PEN	Plan Energético Nacional
PGN	Presupuesto General de la Nación
PIB	Producto Interno Bruto
PNG	Pressurised Natural Gas (Gas Natural Presurizado)
PNI	Programa de Nuevas Inversiones
PPI	Producer Price Index
PQRs	Peticiones, Quejas y Reclamos
Psi	Pounds per square inch
Pulg	Pulgada
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
RSC	Responsabilidad Social Corporativa
RUT	Reglamento Único de Transporte
SDL	Sistema de Distribución Local

CONCEPTO	Descripción
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STM	Sistema de Transporte Masivo
STTMP	Sistema de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SRT	Sistema Regional de Transporte
STT	Sistema Troncal de Transporte
STN	Sistema de Transmisión Nacional (Energía Eléctrica)
SNG	Syntetic Natural Gas (Gas Natural Sintético)
SNT	Sistema Nacional de Transporte
SUI	Sistema Único de Información
T.A.	Trimestre Anticipado
TEA	Contratos de Evaluación Técnica de la ANH
TGI	Transportadora de Gas Internacional
THT	Tetra Hidro Tiofeno
Tkc	Tasa promedio de costo de capital remunerada por capacidad
Tkv	Tasa promedio de costo de capital remunerada por volumen
Tpc	Tera pies cúbicos
Trim	Trimestre
TRM	Tasa Representativa del Mercado
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
US$	Dólares
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WTI	West Texas Intermediate
$000	Miles de pesos colombianos
$MM	Millones de pesos colombianos
US$ MM	Millones de dólares

Relación de energía y poder calorífico

Barril de combustóleo pesado	1.593.000	Kilocalorías
Barril de gas licuado	0,00095	Teracalorías
Barril de petróleo	5.000	Pies cúbicos de gas natural
Barril diesel	1.469.600	Kilocalorías
Galón Glp	4,6719	Libras
Kilo vatio hora de energía eléctrica	3,450	Btu / kilo vatio hora
Libra de Glp	19,617	Btu / libras
Metro cúbico de gas de coque	4.400.000	Calorías
Metro cúbico de gas natural	35,315	Btu / metro cúbico
Metro cúbico de gas natural	8.460.000	Kilocalorías
Metro cúbico de querosene	8.841.586	Kilocalorías
Millón de metros cúbicos de gas	0,9	Miles de toneladas de petróleo crudo
Millón de pies cúbicos de gas	0,0234	Teracalorías
Millón de toneladas de petróleo	40,4	Mbtu
Millón de TEP	41,868	Petajoules (1015 joules)
Pie cúbico de gas natural	1.000	Btu
Petajoule	0,94708	Miles de BEP
Tonelada de coque de petróleo	7.465.500	Kilocalorías
Tonelada de bagazo	1.684.990	Kilocalorías
Tonelada de carbón	4.662.000	Kilocalorías
Tonelada de coque de carbón	6.933.000	Kilocalorías
Tonelada métrica	7,33	Barriles de petróleo

Consumos promedios residenciales

Energía eléctrica	Gas natural	Glp
227 kwh	$22m^3$	40 lb

Unidad de poder calorífico

Btu	1.055,06	Joules
Btu	252	Calorías
Calorías	4,1868	Joules
Kilocalorías	3,9683	Btu
Watt hora	3.600	Joules

Relación de masa y volumen

Libra	453,59	Gramos
Tonelada	1.000	Kilogramos
Barril	42	Galones
Cilindro de 100 libras	23,7023	Galones
Cilindro de 20 libras	4,7405	Galones
Cilindro de 40 libras	9,4809	Galones
Galón	0,0238	Barriles
Metro cúbico	6,2898104	Barriles
Metro cúbico	35,31467	Pies cúbicos
Metro cúbico	1.000	Litros
Pie cúbico	0,000166	Barriles
Pie cúbico	0,0283168	Metros cúbicos

Prefijos decimales		
PREFIJO	**Factor de multiplicación**	**Símbolo**
Peta	10^{15}	P
Tera	10^{12}	T
Giga	10^{9}	G
Mega	10^{6}	M
Kilo	10^{3}	K
Billones	10^{9}	B

Conversiones de tasas			
MONEDA	**Símbolo**	**Tasa de cambio a diciembre de 2011**	
Euro	€	0,8	€/US$
Dólar	US$	1	US$
Bolívar	BsF	4,3	Bs/US$
Real brasileño	R$	1,9	R$/US$
Peso argentino	$a	430,9	a/US
Boliviano	Bs	6,9	Bs/US$
Peso colombiano	$	1.935,18	$/US$
Peso chileno	$	518,47	$/US$
Nuevo sol peruano	S	2,7	S/US$

Directorio sectorial

Directorio internacional

EMPRESA	Dirección	Ciudad	Teléfono	País
Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL-	SGAN Quadra 603 Módulo J-2°andar	Brasilia	55-61-21928714	Brasil
Agencia Nacional de Petróleo -ANP-	Avenida Rio Branco, n. 65 - 13	Rio de Janeiro	55-21-21128370	Brasil
Agencia de Hidrocarburos	Centro - Rio de Janeiro - RJ - 20031-201	Rio de Janeiro	(21)3804-0000	Brasil
Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía	Calle Alcalá, 47	Madrid	34-91-4329634	España
Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	Apdo. 936-1000.- Sabana Sur	San José	506-2200102	Costa Rica
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos -ANSP-	Vía España, Edificio Office Park	Panamá	507-5084624	Panamá
Comisión Nacional de Energía	Calle Alcalá, 47	Madrid	34-91-4329618	España
Comisión Nacional de Energía -CNEE-	4° Avenida, 15-70 Zona 10 Edificio Palladium	Guatemala	502-23664218	Guatemala
Comisión Nacional de Energía	Alameda 1449, pisos 13 y 14 Edificio Santiago Dowtown II	Santiago	56-2-3656800	Chile
Comisión Reguladora de Energía -CRE-	Avda. Horacio 1750, Colonia Los Morales	México D. F.	52-55-52831550	México
Comisión Nacional de Energía -CNE-	Gustavo Mejía Ricart # 73, 3°.- Ensanches	Santo Domingo	1-809-7322000	República Dominicana
Enargas	Suipacha No. 636	Buenos Aires	54 - 11 - 43252500	Argentina
Energy Information Administration	National Energy Information Center, EI30 Energy Information Administration, Forrestal Building, Washington, DC 20585	Washington	202/586-0727	Estados Unidos
International Asociation for Gas Natural Vehicles				Estados Unidos
Ministerio de Energía y Minas	Diagonal 17, 29-78 Zona 11, Las Chacas	Guatemala	502-24424999	Guatemala
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar	Lima	51-1-2193409	Perú
Olade				Ecuador
Superintendencia de Electricidad	Avda 16 de Julio (El Prado) 1571	La Paz	591-2-2312401	Bolivia
Superintendencia de Hidrocarburos	La Paz, Bolivia Correo Central	La Paz	591-2-2434000	Bolivia
SIGET	6ª 10ª Calle Poniente y 37	San Salvador	503-22574412	El Salvador
Superintendencia de Competencia	Edificio Madreselva 1er nivel	San Salvador	503-25236600	El Salvador
Superintendencia de Electricidad	Gustavo Mejía Ricart No. 73, 3°.- Ensanches	Santo Domingo	1-809-6832500	República Dominicana
Ministerio de Industria, Energía y Minería	Paysandú s/n esq. Av. Libertador Brig Gral Lavalleja	Montevideo	005982-9008533	Uruguay
Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua	C/ Yaguarón 1407, Piso 811	Montevideo	598-2-9082221	Uruguay

Fuente: V Edición del Curso ARIAE de Regulación Energética "Aspectos jurídicos de la regulación y funcionamiento de los sectores de energía"

Colombia

EMPRESA	Ciudad	Dirección	Teléfono	Página Web
Ministerio de Minas y Energía	Bogotá	Cra 9A No. 99 - 02 Piso 7	6234077	www.minminas.gov.co
CREG	Bogotá	Cra. 7 No. 71 - 52 Torre B Piso 4°	312 20 20 - 312 19 00	www.creg.gov.co
UPME	Bogotá	Cra 50 No. 26 - 20	018000911729 - 2220601	www.upme.gov.co
SSPD - Superservicios	Bogotá	Cra 18 No. 84 - 35 Piso 4	6913014	www.superservicios.gov.co
ANH	Bogotá	Cra 7 No. 71 - 21 Torre A piso 2	3174405 - 3174404	www.anh.gov.co
CNO Gas	Bogotá	Cra 6 No. 115 - 65 zona F of. 506	6121464 - 2145433	mercantile@colomsat.net.co
Naturgas	Bogotá	Cra 7 No. 71 - 21 Torre B piso 17	3135000 - 3135087	www.naturgas.com
Diario La República	Bogotá	Calle 46 No. 103 - 59	4135077	www.larepublica.com.co
DANE	Bogotá	Transversal 45 No. 26 - 70 Interior I - CAN.	5978300 - 5978399	www.dane.gov.co
Corfinsura	Bogotá	Calle 72 No. 7 - 64 Piso 11	3100355	www.corfinsura.com
Corfivalle	Bogotá	Cra 7ª No. 71 - 21 Torre A Piso 8	3173434	www.corfivalle.com
Ecopetrol	Bogotá	Edificio Principal Cr 13 No. 36 - 24	2344000	www.ecopetrol.com.co

Empresas productoras

B.P. Exploration Co. (Colombia) Ltda.	Bogotá	Cra 9A No. 99 - 02 Piso 7	6234077	www.bogota.cpweb.bp.com
Chevron Texaco Petroleum Company	Bogotá	Cll 100 No. 7A - 81	6107366 - 2578400	www.texaco.com
Empresa Colombiana de Petróleos S.A.	Bogotá	Cra 13 No. 36-24	2344000 - 2880071	www.ecopetrol.com.co
Hocol S.A	Bogotá	Cra 7 No. 71 - 21 Torre A piso 2	3174405 - 3174404	N.D.
Mercantile Colombia Oil And Gas	Bogotá	Cra 6 No. 115 - 65 zona F of. 506	6121464 - 2145433	mercantile@colomsat.net.co
Petrobras Colombia Limited	Bogotá	Cra 7 No. 71 - 21 Torre B piso 17	3135000 - 3135087	www.ecopetrol.com.co

Colombia

EMPRESA	Ciudad	Dirección	Teléfono	Página Web
Alcanos de Colombia	Neiva	Cra 9 No. 7 - 25	8714416	www.alcanosesp.com
EPM	Medellín	Cra 58 No. 42 - 125 Piso 12	3808080	www.eeppm.com
Espigas	Bucaramanga	Centro C - Cabecera II Etapa A601N	6434005	espigas@hotmail.com
Gases del Caribe	Barranquilla	Cra 54 No. 59 -144	3306000 - 3612499	www.gasesdelcaribe.com
Gases del Cusiana	Yopal	Cra 20 No. 18 - 66	6357951	cusianagas@hotmail.com
Gases del Oriente	Cúcuta	Avenida 0 No. 6 - 06	5752545	gasesor@col1.telecom.co
Gases del Quindío	Armenia	Cra 14 No. 18an - 08	7496969 - 7497878	gasesdelquindio@epm.net.co
Gases de Occidente	Cali	Centro C - Chipichape Bodega 2	4187300 - 6847300	gasesdeo@gasesdeoccidente.com
Gases de La Guajira	Riohacha	Cra. 15 No. 14 C - 33	7273464 - 7273343	gasguaji@col3.telecom.co
Gases de Barrancabermeja	Barrancabermeja	Calle 67 No. 22 - 46	6228145 - 6228587	lcarrill@gasnaturalesp.com.co
Gas Natural	Bogotá	Calle 71 A No. 5 - 38	3485500 - 3485517	www.gasnatural.com.co
Gas Natural del Cesar	Bucaramanga	Cra 37 No. 37 - 27	6437862 - 6437148	www.gasnacer.com
Gas Natural del Centro	Manizales	Cra 23 No. 63 - 61	8860626 - 8857710	gacentro@epm.net.co
Gasoriente	Bucaramanga	Diagonal 13 No. 60 A - 54	6443888 - 6443382	lcarrill@gasnaturalesp.com.co
Gas Natural Cundiboyacense	Bogotá	Cra 10 No. 9 - 08	8637966 ext 116	rdonado@gasnaturalesp.com.co
Gas del Risaralda	Pereira	Cra 12 No. 3 - 23	3315555 - 3316666	gasrisar@interco.net.co
Llanogas	Villavicencio	Calle 47 A No. 30 - 08	6643030	llanogas@andinet.com
Madigas	Acacias - Meta	Cra 23 No. 18 - 24	6569555	www.madigas.com.co
Metrogas	Floridablanca	Calle 29 No. 25 - 72 Of. 503	6384526 - 6384935	metrogas@col1.telecom.co
Promesa	Bucaramanga	Calle 51 No. 23 - 62	6477302 - 6478307	N.D.
Surtigas	Cartagena	Calle 31 No. 47 - 30	6625420 - 6625676	www.surtigas.com.co

Empresas transportadoras

EMPRESA	Ciudad	Dirección	Teléfono	Página Web
Coinobras	Bucaramanga	Cra 35 No. 44 - 38	6472175	www.coinobras.com
TGI	Bucaramanga	Cra 34 No. 41 - 51	6320002	www.tgi.com.co
Transgastol	Ibagué	Cra 5 No. 38 - 14 Of. 203	2648447 - 2646820	www.gasoductodeltolima.com.co
Promigas	Barranquilla	Calle 66 No. 67 - 123	3713444 - 3713555	www.promigas.com.co
Progasur	Neiva	Cra. 9 No. 7 - 25	8714416 Ext 136	www.progasur.com.co
Transoriente	Bucaramanga	Cra 27 No. 36 - 14	6347177 - 6347234	www.transoriente.com.co
Transmetano	Medellín	Cra 43A No. 23 sur - 15	3317474 - 3327070	www.transmetano.com.co
Transcogas	Bogotá	Calle 71 No. 11 - 10 Of. 204	6090187	www.transcogas.com.co
Transoccidente	Cali	Calle 64N No. 58 -156	6542555 - 6541636	www.transoccidente.com.co

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

Documentos

ANH. Informe de Gestión. 2011, Enero 2012.

Banco de la República de Colombia. Informe de la Junta Directiva al Congreso de la República, 2012.

Banco de la República de Colombia. Boletín de Indicadores Económicos, 25 de junio de 2012.

BP. Statistical Review of World Energy Full Report, 2012.

CREG. Resoluciones expedidas en 2011.

CESLA. Centro de Estudios Latinoamericanos, 2012.

DANE. Censo General 2005.

Devon Energy Corporation 2010.

EPM. Informe Financiero 2011.

EPM. Informe Sostenibilidad 2011.

EIA. AEO 2011 Annual Energy Outlook.

EIA. AEO 2011 Annual Energy Outlook. Reference Case.

EIA. AEO 2012 Annual Energy Outlook.

EIA. AEO 2012 Early Release Overview.

EIA. Short Term Energy Outlook, Junio 2012.

EIA. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, Abril 2011

Ecopetrol. Resultados Financieros y Operacionales, Cuarto trimestre y año 2011, Marzo 2012.

Ecopetrol. Estados Financieros no Consolidados, Años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, Febrero 2012.

Ecopetrol. Gasoductos y Campos de Gas Natural en Colombia. Febrero 2012.

Ecopetrol. Visión Ecopetrol Mercado de Gas Natural, Abril 2011.

Exxon Mobil. 2012 The Outlook for Energy: A View to 2040.

Fedesarrollo, Marzo 2012.

Grupo Bancolombia. Resumen Económico, Febrero 2012.

Grupo Bancolombia. Resumen Económico, Marzo 2012.

Halliburton. U.S Shale Gas, 2008.

SNC, Lavalin, Itansuca Freyre y Asociados. Informe Preliminar Revisado, Agosto 2010.

SNC, Lavalin, Itansuca Freyre y Asociados. Actualización del estudio de Confiabilidad y Profundización en el Análisis de los Riesgos de Continuidad del Servicio Asociados a la Infraestructura de Suministro en los Campos de Producción. 2011.

Mercantil. Boletín Económico Mensual. Mayo 2011.

MIT. The Future of Natural Gas. 2011.

Ministerio de Minas y Energía. Balance de Gas por Campo, Diciembre 2011.

Ministerio de Minas y Energía. Balance de Gas por Departamento, Diciembre 2011.

Ministerio de Minas y Energía. Cobertura del Servicio de Gas Natural, Diciembre 2011.

Ministerio de Minas y Energía. Memorias al Congreso 2007 - 2008.

Ministerio de Minas y Energía. Memorias al Congreso 2008 - 2009.

Ministerio de Minas y Energía. Memorias al Congreso 2009 - 2010.

Ministerio de Minas y Energía. Produccion Fiscalizada de Gas por Campo, Diciembre 2011.

Ministerio de Minas y Energía. Relación de Vehículos Convertidos a Gas Natural Comprimido Vehicular, Diciembre 2011

Ministerio de Minas y Energía. Resoluciones 2011 a junio 2012. Colombia.

Prensa Vehicular. Las estadísticas del gas vehicular. Mayo 2012.

Promigas. Informe Anual de Gestión y Sostenibilidad 2011.

Revista Fortune. Edición Abril de 2012.

Standard & Poor´s. Listado de Calificaciones por Emisor América Latina de Standard & Poor's. Mayo 2012.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Informe Evolución Tarifas del Servicio de Gas Natural por Red - Primer semestre de 2011

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Informe Evolución Tarifas del Servicio de GLP - Primer semestre de 2011.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Informe Tarifas, IPC y Salario Mínimo - Diciembre 2011.

Unidad de Planeación Minero Energético -UPME-. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. Junio 2012.

Unidad de Planeación Minero Energético -UPME-. Plan Energético Nacional, Contexto y Estrategias 2006 - 2025.

World Energy Council. Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas. 2010.

XM. Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano.2011.

Páginas Web

Agencia Nacional de Hidrocarburos, www.anh.gov.co

Banco de la República, www.banrep.gov.co

Bancolombia, www.bancolombia.com.co

British Petroleum, www.bp.com

Centro de estudios latinoamericano -CESLA-, www.cesla.com

Comisión Económica para América Latina y el Caribe -Cepal-, www.cepal.org

Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, www.creg.gov.co

Consejo Nacional de Operación, www.cnogas.org.co

Departamento Nacional de Planeación -DNP-, www.dnp.gov.co

Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, www.dane.gov.co

Ecopetrol, www.ecopetrol.com

Energy Information Administration, www.eia.doe.gov

Fondo Monetario Internacional -FMI-, www.imf.org

Gazel, www.gazel.com.co

Internaciona Asociation for Natural Gas Vehicles, www.iangv.com

ISA, www.isa.com.co

LatinFocus, www.latin-focus.com

Ministerio de Minas y Energía, www.minminas.gov.co

National Oceanic and Atmosfheric Administration, www.noaa.gov

NGV Group, www.ngvgroup.com

PDVSA, www.pdvsa.com

Sistema Único de Información, www.sui.gov.co

Sistema Informático de Petróleo y Gas -SIPG-, www.iapg.org.ar

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, www.superservicios.gov.co

Transportadora de Gas del Interior, www.tgi.com.co

Unidad de Planeación Minero Energética, www.upme.gov.co

United Nations Environment Programme, www.unep.org