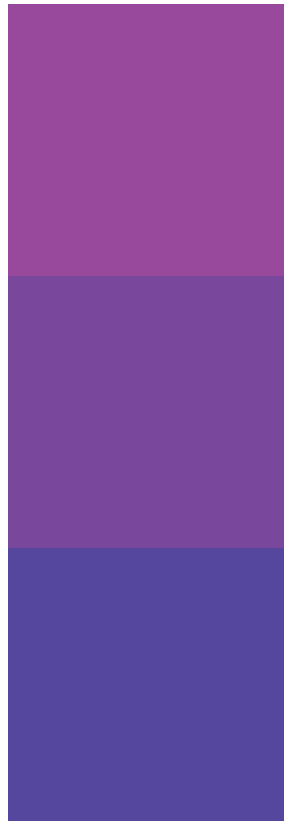
INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL 2010

UN BALANCE DE LA DÉCADA

Promigas



Promigas

Contenido

9 Introducción

13 Resumen Ejecutivo

23 Indicadores Económicos Relevantes para el Sector

31 El Mercado Mundial del Gas Natural
- **31 Cifras Internacionales**
- 38 Norteamérica
- 43 Sur y Centroamérica

51 Hechos Relevantes del Entorno Regulatorio e Institucional en Colombia
- **51 Evolución y Eventos Relevantes de los Agentes de la Cadena**
- **54 Evolución de Políticas Gubernamentales y del Marco Regulatorio del Sector Gas**

52 Una Aproximación de las Inversiones
- **59 Inversión Realizada Durante el Periodo 2000 - 2010**
- **60 Exploración y Producción**
- **63 Infraestructura de Transporte**
- **67 Distribución y Comercialización**

71 Gas Natural en Colombia: Progreso Relevante en la Década
- **71 Exploración y Reservas**
- **73 Producción y Suministro**
- **76 Transporte de Gas por Gasoductos**
- **78 Distribución y Comercialización**
- 78 Cobertura
- 84 Demanda
- 88 Gas Natural Vehicular
- 94 Precios y Tarifas
- **110 Responsabilidad Social Empresarial con Enfoque de Sostenibilidad: Un Sector Involucrado**
- 110 Exploración y Producción
- 112 Transporte
- 114 Distribución

118 Cifras Financieras del Sector
118 Consolidadas
119 Distribuidoras de Gas Natural
122 Transportadoras de Gas Natural

127 Evaluación Integral del Fenómeno de El Niño 2009 - 2010

127 Cifras del Evento
128 Costa Caribe
130 Interior del País
132 Medidas para Garantizar el Suministro Interno del País
133 Gas Entregado a Venezuela Durante el Fenómeno de El Niño

137 Asegurar el Suministro de Gas Natural: Una Tarea del Gobierno y el Sector Privado

138 Gestiones Gubernamentales
138 Departamento Nacional de Planeación (DNP)
140 Minminas
144 UPME
147 CREG - MME - CNO Gas (Balance Oferta - Demanda)
150 CREG

151 Alternativas de Suministro: La Búsqueda Continúa
151 Gas Natural no Convencional
156 Almacenamiento de Gas Natural

161 Anexos

161 Actualidad Regulatoria 2010 - 2011
161 Normatividad CREG
168 Normatividad Minminas
170 Detalle de la Cobertura Nacional
189 Glosario de Términos
196 Factores, Siglas y Convenciones
201 Directorio Sectorial

207 Bibliografía

207 Documentos
210 Páginas Web

Introducción

Introducción

Durante más de una década ha sido para Promigas un gran reto recopilar y mostrar anualmente los resultados alcanzados por el sector gas natural en Colombia y la dinámica de este a nivel internacional.

En esta doceava versión del informe del sector gas natural en Colombia se consolidaron los hechos y cifras desde el primer año de este siglo XXI (2000) hasta el año 2010, ilustrando un periodo en el cual se corroboran los avances del sector, principalmente, en cuanto a masificación de hogares de estratos de menores recursos, continuidad en el desarrollo del GNV, respaldo al sector termoeléctrico, cumplimiento de los acuerdos internacionales relacionados con el sector, entre otros hechos que conducen a la convincente conclusión de que estos logros han sido gracias al apoyo del Estado y la empresa privada, medido, primordialmente, por el nivel de inversión realizado en las diferentes etapas de la cadena del gas natural en Colombia y por el incondicional compromiso de los agentes involucrados en las mismas.

El contenido del informe inicia con el resumen de la evolución de los indicadores económicos colombianos de impacto en el sector continuando con la actividad mundial del gas natural, que se convierte en referencia necesaria para identificar avances del sector en Colombia. El tercer capítulo muestra en síntesis la evolución, tanto de los agentes como de la regulación, que ha sido relevante durante el periodo 2000 - 2010. Como ya lo manifestamos, el nivel de inversión en el sector es la evidencia del compromiso para la consecución de los logros, es por ello que sin poder asegurar que se obtuvo toda la cuantía de las inversiones del mencionado periodo, se presenta en el cuarto capítulo "Una Aproximación de las Inversiones". En el quinto capítulo se consolidan los avances de toda la cadena de gas natural en Colombia, esencialmente de las cifras históricas. Se concluye en el sexto capítulo con los hechos y cifras del fenómeno de El Niño 2009-2010, de forma integral, abarcando el suceso desde la perspectiva de cómo fue afrontado, tanto en la Costa Caribe como en el interior del país. Como capítulo final y con visualización de forma prospectiva, se desarrollan los temas relacionados con el aseguramiento del suministro de gas natural, identificando las gestiones gubernamentales y las alternativas para el suministro, como son el gas no convencional y el almacenamiento.

Resumen Ejecutivo

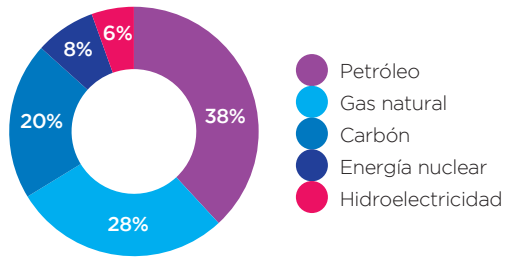
Resumen Ejecutivo

Cifras Mundiales

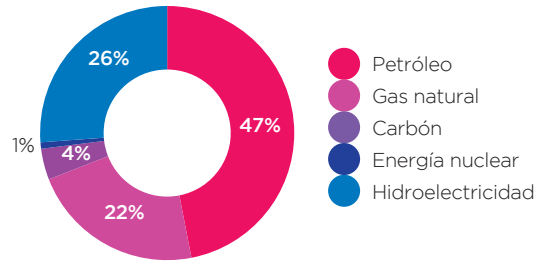
Concepto	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Reservas probadas - Tpc	**5.447**	**6.084**	**6.609**		**21%**	**2%**
Oriente Medio	2.089	2.571	2.677	Irán: 1.046 / 1.631	28%	3%
Europa y Eurasia	1.976	2.022	2.228	Rusia: 1.581 / 647	13%	1%
Asia Pacífico	434	476	572	Indonesia: 108 / 463	32%	3%
África	440	497	520	Nigeria: 187 / 333	18%	2%
Norteamérica	266	276	351	USA: 273 / 78	32%	3%
Sur y Centroamérica	243	242	262	Venezuela: 193 / 69	8%	1%
Producción - Gpcd	**233**	**269**	**309**		**33%**	**3%**
Europa y Eurasia	91	100	101	Rusia: 57 / 44	11%	1%
Norteamérica	74	72	80	USA: 59 / 21	8%	1%
Asia Pacífico	26	35	48	China: 9 / 38	82%	6%
Oriente Medio	20	31	45	Irán: 13 / 31	122%	8%
África	13	17	20	Algeria: 8 / 12	61%	5%
Sur y Centroamérica	10	13	16	Trinidad & Tobago: 4 / 11	61%	5%
Consumo - billones m^3	**2.412**	**2.782**	**3.169**		**31%**	**3%**
Europa y Eurasia	985	1.123	1.137	Rusia: 414 / 723	15%	1%
Norteamérica	794	775	846	USA: 683 / 163	7%	1%
Asia Pacífico	291	399	568	China: 109 / 459	95%	7%
Oriente Medio	187	279	366	Irán: 137 / 229	96%	7%
Sur y Centroamérica	96	123	148	Argentina: 43 / 104	54%	4%
África	58	83	105	Egipto: 45 / 60	80%	6%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

Canasta energética Norteamérica 2010



Canasta energética Sur y Centroamérica - 2010



Comparativo región

Concepto	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Reservas - Tpc					
Norteamérica	266	277	351	32%	3%
Sur y Centroamérica	247	246	266	7%	1%
Producción - Gpcd					
Norteamérica	74	72	80	9%	1%
Sur y Centroamérica	12	16	18	43%	4%
Consumo - billones de m³					
Norteamérica	794	775	846	7%	1%
Sur y Centroamérica	9	12	14	55%	4%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

Precio de gas natural en Estados Unidos - US$/Kpc

Concepto	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Boca de Pozo	3,7	7,3	4,2	12%	1%
City gate	4,7	8,7	6,2	31%	3%
Tarifas a usuario final					
Eléctrico	4,4	8,5	5,3	20%	2%
Industrial	4,5	8,6	5,4	21%	2%
Vehicular	8,7	18,4	16,5	89%	7%
Comercial	6,6	11,3	9,2	39%	3%
Residencial	8,5	12,7	11,2	32%	3%

Fuente: EIA.

Cifras de Colombia

Cifras macroeconómicas

Concepto	2000	2005	2010
Crecimiento del PIB	2,9	4,7	4,3
Variación anual IPC	8,7%	4,9%	3,2%
TRM promedio año $/US$	2.229,18	2.321	1.897,89
TRM fin de año $/US$	2.229,18	2.284	1.913,98
Devaluación	19,0%	(4,3%)	(6,4%)
Libor 180 días			
Promedio año	6,7%	3,8%	0,5%
Fin de año	6,2%	4,5%	0,5%
DTF E.A. Fin de año	13,4%	6,3%	3,5%

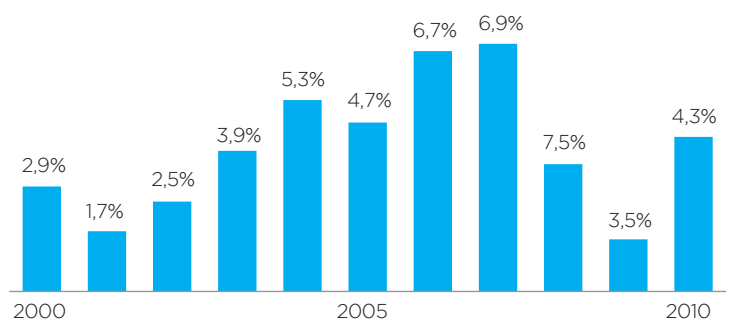
Fuente: DANE, Banco de la República, S&P, JP Morgan.

Proyecciones económicas

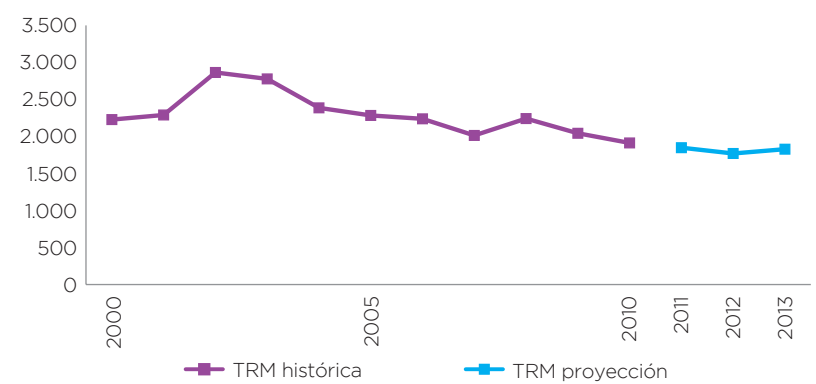
Concepto	2011	2012	2013
PIB	4,1%	4,2%	4,4%
Inflación	2,8%	3,6%	3,8%
TRM	1.848	1.770	1.828

Fuente: Bancolombia.

Variación anual PIB



TRM - $/US$



Cifras del sector gas en Colombia

Concepto	2000	2005	2010
Actividad de exploración			
Pozos A3	18	35	112
Sísmica - km equivalentes	1.355	11.896	25.965
Reservas totales- Gpc	**7.190**	**6.711**	**8.099**
Llanos Orientales	4.161	4.372	3.507
La Guajira	2.677	2.088	2.239
Otros	352	251	2.353
Producción - Mpcd	**1.193**	**1.292**	**1.143**
Llanos Orientales	973	1.071	818
La Guajira	171	171	251
Otros	49	50	74
Suministro - Mpcd	**573**	**652**	**1.026**
La Guajira	468	467	525
Cusiana	14	114	202
Otros	91	71	299
Transporte			
km de gasoductos	5.268	6.192	7.474
Empresas transportadoras	8	8	8
Gas transportado - Mpcd	541	657	915
Distribución			
Empresas distribuidoras	23	27	28
Poblaciones atendidas	191	403	565

Concepto	2000	2005	2010
Consumo - Mpcd	**563**	**637**	**861**
Región			
Costa Caribe	360	323	390
Interior del país	203	314	471
Sector			
Residencial	56	87	109
No residencial	507	551	752
Usuarios	**2.182.928**	**3.882.921**	**5.767.942**
Residenciales	2.158.967	3.821.905	5.665.394
No residenciales	23.961	61.016	102.548
GNV			
Vehículos	6.759	95.917	324.515
Estaciones de servicio	26	141	568
Precios y tarifas			
Boca de pozo - US$/Mbtu			
Guajira 1er semestre	1,21	1,57	3,89
Guajira 2o. semestre	1,34	2,14	4,00
Tarifa promedio usuario regulado - $/m³			
Residencial (Estrato 4 - 20 m³)	348	595	799
Comercial (300 m³)	321	568	1.096
Industrial (25.000 m³)	275	533	1.067
Industrial no regulado (300.000 m³)	653	1.018	836
Precio promedio del GNV - $/m³	534	829	1.446

Inversión en exploración sector hidrocarburos - US$MM

Concepto	2000-2010
Extranjera	16.507
Ecopetrol y Asociados	13.900
Total Inversión	**30.407**

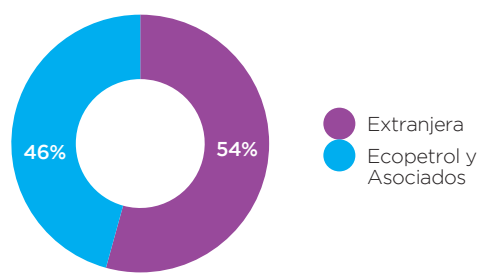
Fuente: Proexport, ANH, Ecopetrol.

Inversión sector gas US$MM

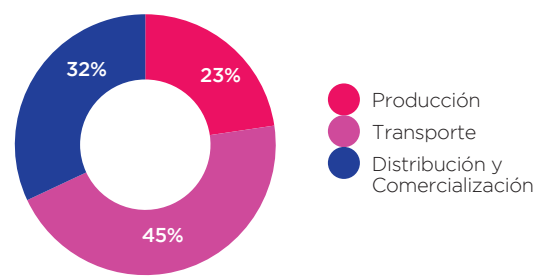
Concepto	2000-2010	
Producción	496,2	
Transporte	993,2	
Distribución y comercialización	700,4	(*)
Total inversión	**2.190**	

Fuente: Ecopetrol, SUI.

Inversión en exploración 2000 - 2010



Inversión sector gas 2000 - 2010

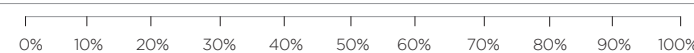


(*) Inversión de las empresas: No incluye fondos aportados por gobierno central o regional para proyectos de distribución.

Cifras financieras empresas distribuidoras y transportadoras

Concepto	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Activo	**3.068.945**	**5.535.959**	**11.847.028**	Pasivo 5.969.052 / Patrimonio 5.877.975	**286%**	**14%**
Distribuidoras	1.346.425	2.602.446	4.940.600	Pasivo 2.030.222 / Patrimonio 2.910.379	267%	14%
Transportadoras	1.722.520	2.933.513	6.906.428	Pasivo 3.938.831 / Patrimonio 2.967.597	301%	15%
Ingreso operacional	**983.342**	**2.225.714**	**4.116.431**	Costo de venta 2.530.822 / Gasto operac. 802.165 / Utilidad op. 783.444	**319%**	**15%**
Distribuidoras	623.860	1.657.034	3.239.884	Costo de venta 2.210.081 / Gasto operac. 521.191 / Utilidad op. 508.612	419%	18%
Transportadoras	359.482	568.680	876.547	Costo de venta 320.740 / Gasto operacional 280.974 / Utilidad operacional 274.832	144%	9%
Utilidad neta	**146.823**	**613.158**	**978.294**	Utilidad operacional 783.444 / No operacional 194.850	**566%**	**21%**
Distribuidoras	45.199	252.494	621.109	Utilidad operacional 508.612 / No operacional 112.497	1.274%	30%
Transportadoras	101.624	360.664	357.185	Utilidad operacional 274.832 / No operacional 82.353	251%	13%

Fuente: SUI.



Hechos Relevantes del Sector Gas Natural en Colombia Durante la Década

Destacables

- Cambio trascendental en la política exploratoria del país, con la creación de la ANH, reestructurando el sector hidrocarburos y obteniendo resultados positivos en las cifras reportadas en exploración.

- El papel fundamental de la empresa privada y las empresas con capital estatal se ha reflejado en las importantes inversiones realizadas en el sector gas natural durante este siglo.

- Estas inversiones se han capitalizado en ampliación de capacidad de producción, de redes y crecimiento de la cobertura nacional que hoy permite atender 565 poblaciones, 24 departamentos y cerca de 5,8 millones de usuarios de gas natural.

- Desarrollo importante del sector GNV, consolidando una industria con crecimientos significativos, que se traducen en 324.515 vehículos convertidos, 568 EDS y 188 talleres de conversión.

- Respaldo del sector gas natural al sector eléctrico, con el suministro oportuno y confiable a termoeléctricas, para la generación de energía, principalmente relevante en periodos de fenómeno de El Niño.

- La estabilidad y la solidez financiera de las empresas del sector demuestran la consolidación que este ha obtenido durante los últimos diez años.

- La continuidad en las exportaciones de gas natural a Venezuela que se iniciaron en el año 2008, en cumplimiento de los acuerdos internacionales, demuestran el dinamismo positivo del sector.

Aspectos por mejorar

- Incertidumbre regulatoria durante ciertos periodos de tiempo:

  - Demoras en la publicación de metodologías tarifarias.
  - Atrasos en la entrega de cálculos tarifarios.
  - Espera de regulaciones consideradas esenciales para el sector, entre otras la regulación de precios en boca de pozo.

- Demoras en las expansiones necesarias para incrementar las capacidades del sistema de transporte, ocasionadas estas por la mencionada incertidumbre regulatoria, propiciaron las restricciones en el suministro de gas al sector GNV e industrial, durante los periodos de fenómeno de El Niño.

- Pérdida de competitividad de los precios del gas natural, frente a combustibles sustitutos.

- Incertidumbre sobre el cumplimiento de los volúmenes de importación pactados con Venezuela, para ser entregados a Colombia a partir del año 2012.

- El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos creado con filosofía de cubrimiento de subsidios con contribuciones, durante el periodo 2000 - 2005 mostró anualmente superávit. El aspecto negativo se presenta con los déficits que el FSSR tiene a partir del año 2006, requiriendo recursos del presupuesto nacional para compensar los faltantes.

- A pesar del importante desarrollo de la industria del GNV, este ha tenido dificultad para ser utilizado como el combustible principal del transporte público masivo.

- Falta de agilidad en temas regulatorios no acompaña las intenciones y los planes de agentes del sector.

- Alta rotación en funcionarios CREG: Inestabilidad en reglas y marco regulatorio.

- Incertidumbre en cuanto a información exacta sobre tamaño de las reservas de gas del país.

Indicadores Económicos Relevantes para el Sector

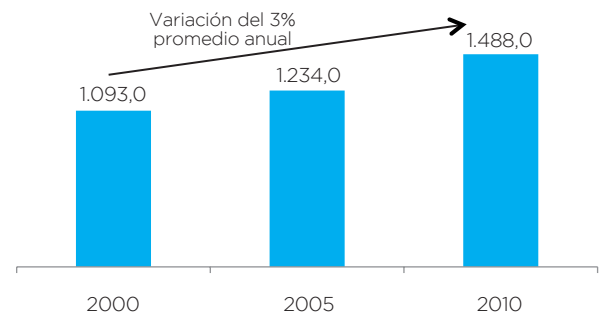
Indicadores Económicos Relevantes para el Sector

Producto Interno Bruto

Producto interno bruto colombiano

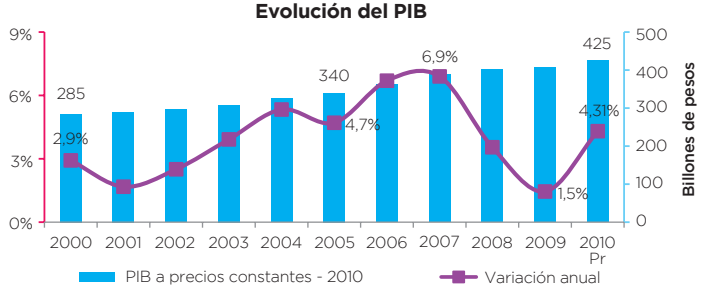
PIB por ramas Variación anual (%)	2000	2005	2010	Promedio periodo
Producto interno bruto	2,9	4,7	4,3	4,0
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	3,8	2,9	(0,08)	2,2
Explotación de minas y canteras	(10,3)	4,1	11,2	1,9
Electricidad, gas y agua	0,9	4,1	2,3	2,9
Industria manufacturera	11,8	4,6	5,0	4,5
Construcción	(3,9)	6,5	2,0	7,2
Comercio, restaurantes y hoteles	7,3	5,1	5,9	4,8
Transporte y comunicaciones	1,5	7,8	4,8	5,4
Sector financiero y servicio a las empresas	(1,0)	5,0	2,7	3,5
Servicios sociales, comunales y personales	0,6	3,6	4,1	2,9

PIB anual - Gas domiciliario
Miles de millones de pesos constantes de 2010



Fuente: DANE.

Evolución del PIB



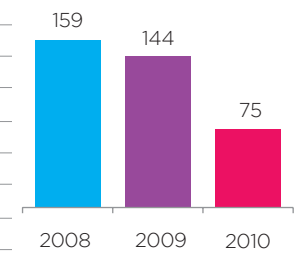
El crecimiento económico de 2010 fue de 4,3%, muy por encima del presentado en 2009, 1,5%. El sector con mayor reactivación fue el de explotación de minas y canteras que mostró un crecimiento del 11,2% en el último año.

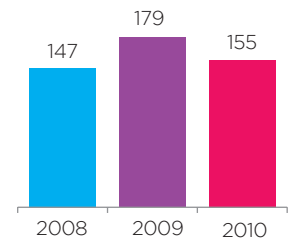
El mayor crecimiento económico del país, durante la última década, se dio en 2007 con un 6,9%, en contraste con el crecimiento de 2009 que solo alcanzó un 1,5%, el más bajo de los últimos diez años.

Comercio Exterior

Comercio exterior

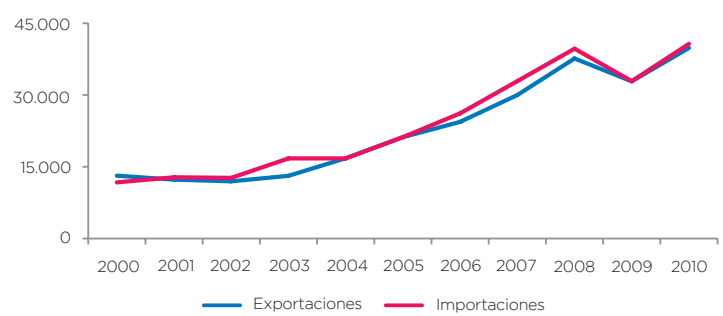
Balanza comercial US$MM	2000	2005	2010	Exportaciones Ecopetrol: Ventas de gas natural al exterior US$MM	Mpcd	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Total Balanza	**1.401**	**(14)**	**(863)**			**(162%)**	**(5%)**
Exportaciones (FOB)	**13.158**	**21.190**	**39.820**			**203%**	**12%**
Petróleo y derivados	4.775	5.559	16.485			245%	13%
Café	1.067	1.471	1.884			76%	6%
Carbón	893	2.598	6.015			574%	21%
Otros	6.423	11.563	15.436			140%	9%
Importaciones (CIF)	**11.757**	**21.204**	**40.683**			**246%**	**13%**
Bienes de consumo	2.208	3.992	9.004			308%	15%
Materias primas	5.914	9.521	17.133			190%	11%
Bienes de capital y otros	3.635	7.691	14.546			300%	15%





Fuente: DANE, Ecopetrol.

Evolución exportaciones - importaciones
US$MM



El volumen de gas exportado durante 2010 disminuyó un 13% con respecto a 2009. El bajo nivel hídrico de los embalses en el Sistema Interconectado Nacional provocó que se suministrara este gas a las termoeléctricas para evitar un racionamiento de energía eléctrica durante el fenómeno de El Niño 2009 - 2010.

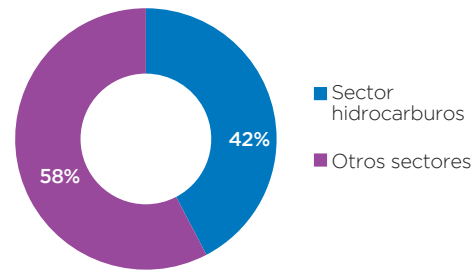
Las exportaciones de gas natural a Venezuela para 2011 serían de 100 Mpcd en promedio. Según términos del contrato firmado entre Ecopetrol y PDVSA, a partir de 2012 comenzarían las importaciones desde Venezuela hacia Colombia. Sin embargo, según comunicado del gobierno venezolano, estas importaciones no podrían darse antes de 2014, ya que solo hasta esta fecha tendrían lista la infraestructura necesaria para esta operación.

Inversión Extranjera Directa

Colombia: Inversión extranjera directa -IED

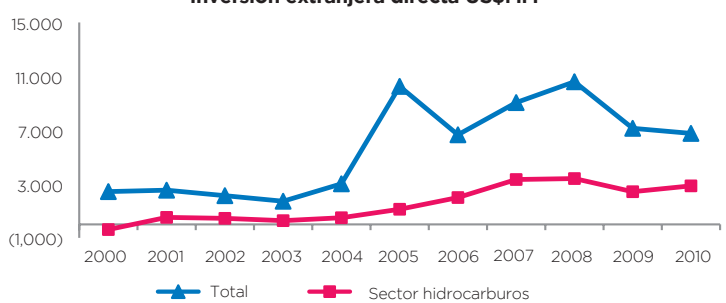
Inversión por sector US$MM	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total Inversión Extranjera	**2.436**	**10.252**	**6.760**	**177%**	**11%**
Sector hidrocarburos	**(384)**	**1.125**	**2.862**	**845%**	**42%**
Otros sectores	**2.820**	**9.127**	**3.898**	**38%**	**3%**
Minas y canteras	507	2.157	2.055	305%	15%
Establecimientos financieros	792	246	945	19%	2%
Manufactureras	556	5.513	594	7%	1%
Comercio, restaurantes y hoteles	10	305	446	4.470%	47%
Electricidad, gas y agua	13	(251)	35	164%	10%
Otros sectores	942	1.157	(176)	(119%)	(15%)

Participación del sector en la inversión extranjera 2010



Fuente: Banco de la República.

Inversión extranjera directa US$MM



Según datos presentados por el Banco de la República, el sector hidrocarburos fue el mayor beneficiario de la IED del país con 42%, seguido de los sectores de minas y canteras con 30%, establecimientos financieros con 14% y otros sectores con 13%.

La inversión extranjera en el país presentó un fuerte repunte en el periodo 2005 – 2010, con un promedio anual de 8.400 US$MM, cifra muy superior al promedio de los primeros cinco años del siglo XXI, el cual ascendió a solo 2.370 US$MM.

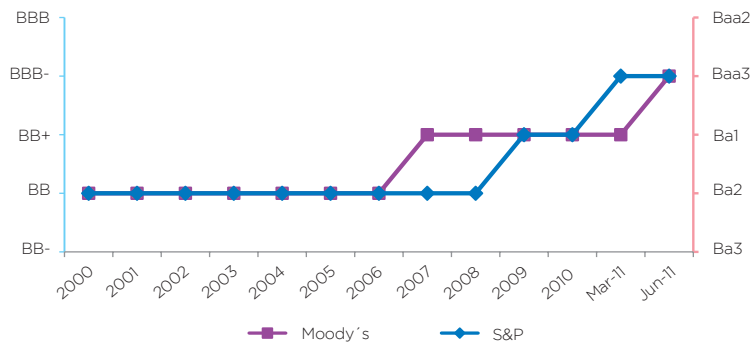
Variables Macroeconómicas

Economía colombiana

Indicador	2000	2005	2010
TRM - $Col/Dólar			
Promedio año	2.229,18	2.321	1.897,89
Fin de año	2.229,18	2.284	1.913,98
Devaluación	19,0%	(4,3%)	(6,4%)
Variación IPC			
Fin de año	8,7%	4,9%	3,2%
Variación IPP			
Fin de año	11,0%	2,1%	4,4%
DTF E.A.			
Promedio año	12,2%	7,1%	3,7%
Fin de año	13,4%	6,3%	3,5%
Libor 180 días			
Promedio año	6,7%	3,8%	0,5%
Fin de año	6,2%	4,5%	0,5%
Mercado laboral			
Tasa desempleo	17,3%	13,9%	12,4%
Tasa empleo	52,6%	54,5%	57,6%
Riesgo país			
EMBI	693	238	137
Moody´s	Ba2	Ba2	Ba1
Standard & Poor´s	BB	BB	BB+

Fuente: Dane, Banco de la República, S&P, JP Morgan.

Evolución del grado de inversión en Colombia



El concepto de riesgo país, según los analistas, hace referencia a la probabilidad de que un país emisor de deuda sea incapaz de responder por el servicio de dicha deuda en los términos acordados en la emisión.

Se destaca el hecho que tres de las grandes compañías dedicadas a emitir la calificación de riesgo para los países y empresas alrededor del mundo: Standard & Poor's, Moody's y Fitch, modificaron el grado de inversión para Colombia. Standard & Poor's fue la primera calificadora en devolverle a Colombia el grado de inversión en marzo de 2011, mientras que Moody's y Fitch hicieron lo propio en junio de este mismo año.

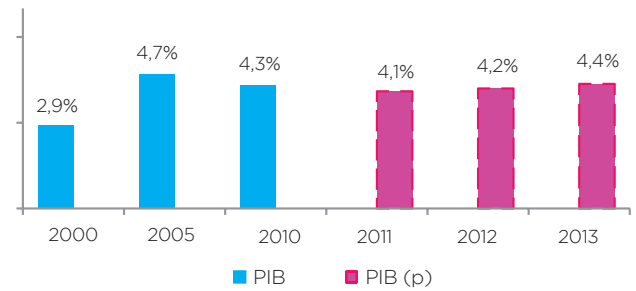
Proyecciones

Proyecciones 2011

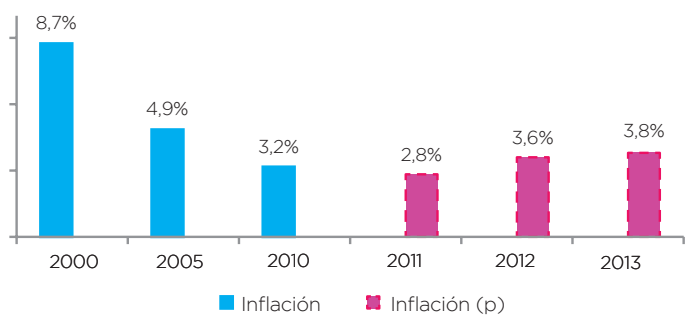
Entidad	PIB Variación anual	Inflación	TRM fin de año $/US$	DTF E.A.	Tasa de interés de intervención
Asobancaria	4,3%	2,6%	1.822	3,9%	4,0%
Bancolombia	4,1%	2,8%	1.848	4,0%	3,8%
Citibank	4,4%	3,6%	1.854	4,9%	4,5%
Corficolombiana	5,0%	3,5%	1.775	5,3%	5,0%
Econcept	4,8%	3,9%	1.760	6,1%	6,4%
Promedio	4,5%	3,3%	1.812	4,8%	4,7%

Fuente: Corficolombiana.
Nota: Proyecciones realizadas a diciembre 2010.

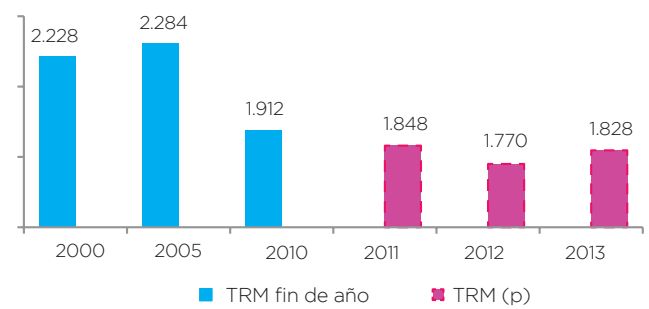
PIB 2011 - 2013



Inflación 2011 - 2013



TRM 2011 - 2013



Una Comparación con Sudamérica

Datos macroeconómicos Suramérica

País		TRM*			Variación	PIB %			Inflación		
		2000	2005	2010	2000-2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Argentina	$a	1,0	2,9	4,0	15%	(0,8)	9,2	7,5	(0,7%)	12,3%	11,0%
Bolivia	Bs	6,2	8,1	7,0	1%	2,5	4,4	4,0	3,4%	4,9%	3,5%
Brasil	R$	1,8	2,4	1,7	(1%)	4,3	3,2	7,5	6,0%	5,7%	5,2%
Chile	$Cl	539,6	559,8	468,0	(1%)	4,5	5,5	5,0	4,6%	3,7%	3,7%
Colombia	$Col	1.920,4	2.283,8	1.805,5	(1%)	2,9	4,7	4,3	8,7%	4,9%	3,2%
Ecuador	US$	1,0	1,0	1,0	0%	2,8	6,0	3,2	91,0%	3,1%	3,3%
Paraguay	G	3.486,4	6.178,0	4.645,0	3%	(3,3)	2,9	15,3	8,6%	9,9%	7,2%
Perú	S	3,5	3,3	2,8	(2%)	3,0	6,8	8,8	3,7%	1,5%	2,1%
Uruguay	$U	12,1	24,5	20,1	5%	(1,8)	6,8	8,5	5,1%	4,9%	7,0%
Venezuela	BsF	0,7	2,1	4,3	20%	3,7	10,3	(1,3)	13,4%	14,4%	33,3%

* Cifras a 31 de diciembre de cada año.
Fuente: FMI, Cepal, institutos oficiales de cada país.

Clasificación de riesgo - S&P 2011

Con grado de inversión						Sin grado de inversión					
...A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B...	B-
Chile					Brasil Perú Colombia		Uruguay	Venezuela	Paraguay Bolivia	Argentina	Ecuador

Nota: Las calificaciones son de 2011,
Fuente: S&P, JP Morgan.

El Mercado Mundial del Gas Natural

El Mercado Mundial del Gas Natural

Cifras Internacionales

Canasta energética mundial - Mtep

Combustible	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**9.331**	**10.718**	**11.844**	Petróleo 4.028 · Carbón 3.556 · Gas natural 2.858 · Otros 1.402	**27%**	**2%**
Asia Pacífico	2.640	3.554	4.541	Carbón 2.385 · Petróleo 1.268 · Gas natural 511 · Otros 378	72%	6%
Europa y Eurasia	2.807	2.960	2.902	Gas natural 1.023 · Petróleo 923 · Carbón 487 · Otros 469	3%	0,3%
Norteamérica	2.736	2.810	2.727	Petróleo 1.040 · Gas natural 767 · Carbón 556 · Otros 354	(0,3%)	(0,03%)
Oriente Medio	416	553	701	Petróleo 360 · Gas natural 329 · Otros 12	68%	5%
Sur y Centroamérica	460	516	601	Petróleo 282 · Gas natural 133 · Carbón 24 · Otros 162	30%	3%
Africa	272	324	371	Petróleo 155 · Carbón 95 · Gas natural 94 · Otros 26	37%	3%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

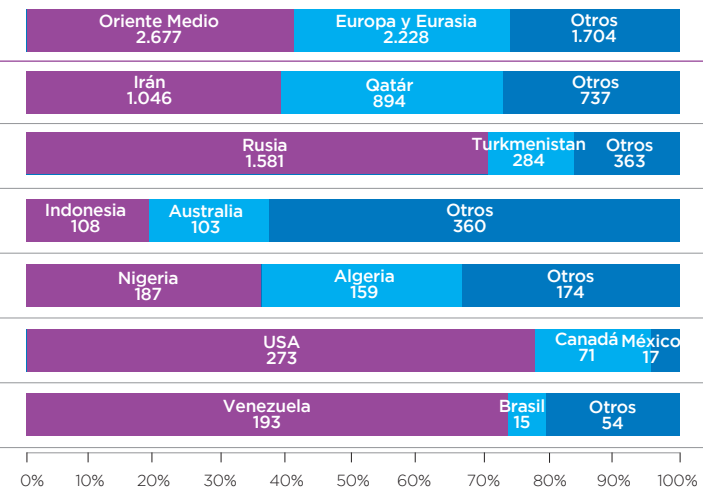
El petróleo, con una participación del 34% del total de la canasta energética mundial a la fecha, es el combustible de mayor uso a nivel mundial. Solo en dos regiones: Europa-Eurasia y Asia Pacífico, no es el energético de mayor relevancia en su canasta.

El gas natural, combustible que a nivel mundial ocupa el tercer lugar en la canasta energética mundial, con una participación del 24%, es el energético de mayor uso en Europa-Eurasia, donde alcanza una participación del 35%.

Asia Pacífico es la única región del mundo en la actualidad, donde el carbón es el combustible predominante en su canasta energética, alcanzando una participación del 52%, mientras que el petróleo solo llega al 28%.

Reservas mundiales probadas de gas natural - Tpc

Región	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**5.447**	**6.084**	**6.609**	Oriente Medio 2.677; Europa y Eurasia 2.228; Otros 1.704	**21%**	**2%**
Oriente Medio	2.089	2.571	2.677	Irán 1.046; Qatár 894; Otros 737	28%	3%
Europa y Eurasia	1.976	2.022	2.228	Rusia 1.581; Turkmenistan 284; Otros 363	13%	1%
Asia Pacífico	434	476	572	Indonesia 108; Australia 103; Otros 360	32%	3%
África	440	497	520	Nigeria 187; Algeria 159; Otros 174	18%	2%
Norteamérica	266	276	351	USA 273; Canadá 71; México 17	32%	3%
Sur y Centroamérica	243	242	262	Venezuela 193; Brasil 15; Otros 54	8%	1%



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

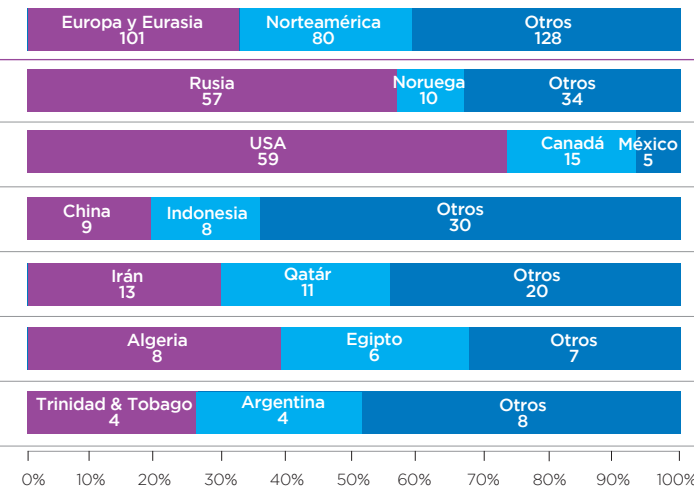
Se aprecia un comportamiento favorable en las cifras de reservas de gas natural a nivel mundial en lo corrido de este nuevo siglo. Sin excepción, en todas las regiones del mundo el volumen de reservas de este combustible mostró incrementos con respecto a las cifras de comienzo de este periodo.

Oriente Medio fue la región donde se presentó la mayor cantidad de reservas de gas natural en el transcurso del periodo en estudio. A finales de 2010, esta región contaba con 588 Tpc más de reservas de gas natural con respecto a la cifra de 2000.

Rusia es el país con el mayor nivel de reservas de gas natural en el mundo, estas representan el 70% de su región (Europa y Euroasia) y el 22% de las reservas mundiales de gas natural.

Producción mundial de gas natural - Gpcd

Región	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**233**	**269**	**309**	Europa y Eurasia 101 · Norteamérica 80 · Otros 128	**33%**	**3%**
Europa y Eurasia	91	100	101	Rusia 57 · Noruega 10 · Otros 34	11%	1%
Norteamérica	74	72	80	USA 59 · Canadá 15 · México 5	8%	1%
Asia Pacífico	26	35	48	China 9 · Indonesia 8 · Otros 30	82%	6%
Oriente Medio	20	31	45	Irán 13 · Qatár 11 · Otros 20	122%	8%
África	13	17	20	Algeria 8 · Egipto 6 · Otros 7	61%	5%
Sur y Centroamérica	10	13	16	Trinidad & Tobago 4 · Argentina 4 · Otros 8	61%	5%



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

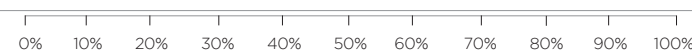
La producción mundial de gas natural en el año 2010 superó la barrera histórica de los 300 Gpcd, después de presentar una leve disminución en la cifra reportada en 2009, que fue de 289 Gpcd.

La región del mundo con las cifras de mayor crecimiento en producción de gas natural, tanto porcentual (122%) como absoluto (25 Gpcd), entre 2000 y 2010, es el Medio Oriente.

Estados Unidos, al finalizar esta última década, fue el mayor productor de gas natural del mundo, seguido por Rusia, país que en algunos años del periodo fue el líder en producción.

Consumo mundial de gas natural - Billones de m³

Región	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**2.412**	**2.782**	**3.169**	Europa y Eurasia 1.137 / Norteamérica 846 / Otros 1.186	**31%**	**3%**
Europa y Eurasia	985	1.123	1.137	Rusia 414 / Reino Unido 94 / Otros 629	15%	1%
Norteamérica	794	775	846	USA 683 / Canadá 94 / México 69	7%	1%
Asia Pacífico	291	399	568	China 109 / Japón 95 / Otros 364	95%	7%
Oriente Medio	187	279	366	Irán 137 / Arabia Saudita 84 / Otros 145	96%	7%
Sur y Centroamérica	96	123	148	Argentina 43 / Venezuela 31 / Otros 74	54%	4%
África	58	83	105	Egipto 45 / Algeria 29 / Otros 31	80%	6%



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

A nivel mundial se destacan dos regiones por su crecimiento en consumo de gas natural, Asia Pacífico (95%) y Oriente Medio (96%). Asia basada en su acelerado crecimiento industrial y Oriente Medio por los elevados consumos del sector petrolero, industria predominante en esta región.

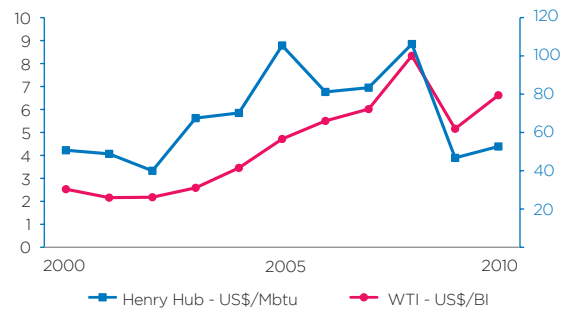
En contraste con la situación anterior, regiones como Norteamérica y en menor escala, Europa, presentan crecimientos vegetativos característicos de mercados que han alcanzado una completa madurez.

Estados Unidos, país sobre quien recae a 2010 el 21% del consumo mundial de gas natural, es por un gran margen de diferencia (269 Bm³) sobre Rusia, el mayor consumidor de gas natural del mundo.

Productos internacionales

Combustible	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Petróleo - US$/Bl					
WTI	30,4	56,6	79,4	162%	10%
Brent	28,5	54,5	79,5	179%	11%
Carbón - US$/Ton					
US Central	29,9	70,1	71,6	140%	9%
Northwest Europe	36,0	60,5	92,5	157%	10%
Coking Coal Import	39,7	89,3	158,9	300%	15%
Gas Natural - US$/Mbtu					
Gas Henry Hub	4,2	8,8	4,4	4%	0,4%
Alberta Canadá	3,7	7,3	3,7	(2%)	(0,2%)
LGN Japan Cif	4,7	6,0	10,9	131%	9%
Fuel Oil New York - US$/Gl	**0,6**	**1,0**	**1,7**	**189%**	**11%**

Evolución precios combustibles



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

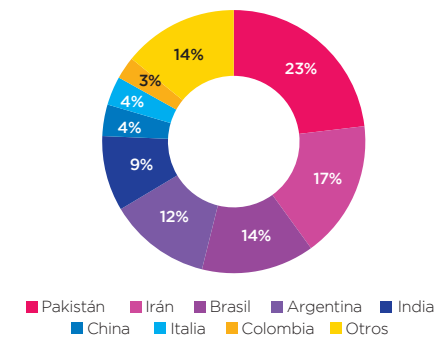
Los expertos afirman que el hecho de haber tenido durante los últimos dos años unos niveles de producción mundial de gas natural que han superado la demanda, asi como la disponibilidad del gas no convencional, han ocasionado un desequilibrio que ha llevado los precios de este combustible a una fuerte baja.

EIA pronostica un precio de contado de Henry Hub para 2011, a un promedio de 5,33 US$/Mbtu, siendo que estuvo en 2010 a un promedio de 4,44 US$/Mbtu, con lo cual se estima un crecimiento del 20%.

En cuanto a los precios del petróleo, EIA evalúa las perspectivas en 2011 para el WTI en un promedio de 83,50US$/Bl, con lo que el crecimiento esperado estaría alrededor del 5%.

Vehículos con GNV en el mundo

País	2000	2005	2010	Participación 2000-2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**1.296.569**	**5.145.449**	**12.658.917**		**876%**	**26%**
Pakistán	4.000	1.000.000	2.740.000		68.400%	92%
Irán	800	115.479	1.954.925		244.266%	118%
Argentina	630.548	1.459.236	1.901.116		202%	12%
Brasil	80.000	1.117.885	1.664.847		1.981%	35%
India	10.000	248.000	1.080.000		10.700%	60%
Italia	320.000	382.000	730.000		128%	9%
China	6.000	97.200	450.000		7.400%	54%
Colombia	**6.759**	**95.917**	**324.515**		**4.701%**	**47%**
Ucrania	0	67.000	200.000		100%	24%
Bangladesh	1.000	44.534	193.521		19.252%	69%
Otros países	237.462	518.198	1.419.993		498%	20%



Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles.

El mercado mundial del GNV sufrió una gran transformación en lo que va corrido del siglo XXI, países como Pakistán, Irán Brasil e India, quienes a comienzo de siglo apenas aparecían en las estadísticas de conversiones, entraron en este mercado alcanzando cifras contundentemente relevantes.

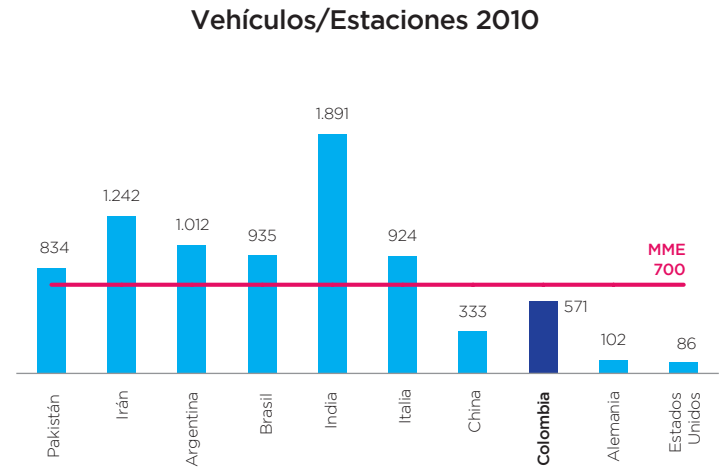
Entre tanto, países como Argentina e Italia, otros líderes de este sector, aun cuando no dejaron de crecer en este periodo, pasaron a ocupar el 3º y el 6º lugar en vehículos convertidos a nivel mundial.

Colombia ocupa el 8º puesto a nivel mundial en vehículos convertidos a GNV, con un importante crecimiento relativo promedio anual en el periodo en estudio, que lo llevó a este destacado lugar entre los actuales líderes del sector.

Estaciones de servicio de gas natural vehicular

País	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Total	**3.977**	**9.114**	**17.588**	**342%**	**16%**
Pakistán	30	930	3.285	10.850%	60%
Argentina	884	1.400	1.878	112%	8%
Brasil	100	1.227	1.781	1.681%	33%
Estados Unidos	1.250	1.340	1.300	4%	0,4%
Irán	9	137	1.574	17.389%	68%
China	70	355	1.350	1.829%	34%
Alemania	140	647	900	543%	20%
Italia	320	509	790	147%	9%
Colombia	**26**	**141**	**568**	**2.085%**	**36%**
India	11	198	571	5.091%	48%
Otros países	1.137	2.230	3.591	216%	12%

Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles.



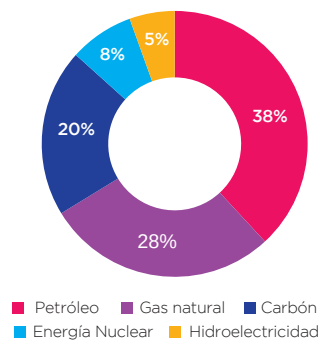
No se observa una tendencia única en cuanto al indicador de vehículos/estaciones en los diferentes países en los que se ha desarrollado este combustible. Sin embargo, se aprecia cierta similitud entre países altamente industrializados, como Estados Unidos, Alemania y China, que cuentan con un número razonable de EDS por vehículos. Mientras que países como India, Irán y Argentina se encuentran en una situación contraria con una relación de más de 1.000 EDS por vehículo convertido.

Con respecto a este indicador, teniendo en cuenta el parámetro de 700 Vehículos/EDS, cifra arrojada por un estudio llevado a cabo unos años atrás por el MME de Colombia, solo cuatro países de los 10 más reconocidos mundialmente, entre ellos Colombia, se encuentran por debajo del parámetro, que en esencia supone el nivel ideal de vehículos que deben ser atendidos por estación y marca la pauta para el montaje eficiente de nuevas EDS que ofrezcan el servicio de GNV.

Norteamérica

Canasta energética norteamericana - Mtep

Combustible	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**2.736**	**2.810**	**2.727**		**(0,3%)**	**(0,03%)**
Petróleo	1.060	1.131	1.040		(2%)	(0,2%)
Gas Natural	721	705	767		6%	0,6%
Carbón	607	615	556		(8%)	(0,9%)
Energía Nuclear	198	209	214		8%	0,8%
Hidroelectricidad	151	150	150		(1%)	(0,1%)

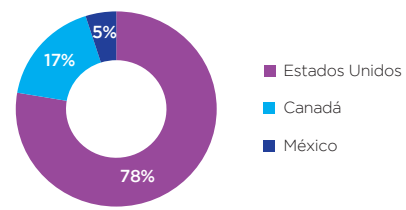
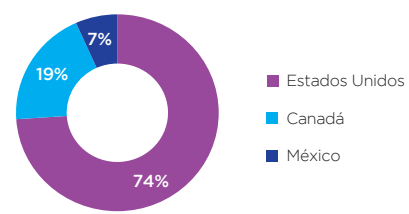
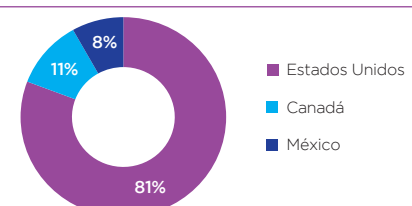


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

El gas natural es el combustible que más representatividad sigue ganando en la canasta energética norteamericana, en los últimos años. En contraste, combustibles como el carbón y el petróleo continúan disminuyendo su participación en dicha canasta, principalmente en el último quinquenio.

Con respecto al petróleo, vale recordar que en los últimos años se ha evidenciado, entre la clase política norteamericana, cierta tendencia bien asentada sobre la importancia de la diversificación energética más allá del petróleo, lo anterior, con el fin de disminuir la dependencia de este combustible, que en su mayoría es importado.

Cifras relevantes del gas natural en Norteamérica

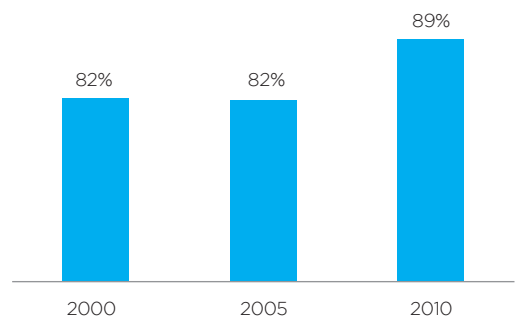
Concepto	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Reservas probadas - Tpc	**266**	**277**	**351**		**32%**	**3%**
Estados Unidos	177	205	273		54%	4%
Canadá	59	58	61		3%	0,3%
México	29	14	17		(41%)	(5%)
Producción - Gpcd	**74**	**72**	**80**		**9%**	**1%**
Estados Unidos	52	49	59		13%	1%
Canadá	18	18	15		(12%)	(1%)
México	4	4	5		47%	4%
Consumo - Billones m³	**794**	**775**	**846**		**7%**	**1%**
Estados Unidos	661	623	683		3%	0,3%
Canadá	93	98	94		1%	0,1%
México	40	54	69		71%	6%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

Producción y consumo de gas natural en Estados Unidos

Concepto	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total Producción					
Gpc	**19.182**	**18.051**	**21.577**	**12%**	**1%**
Gpcd	**53**	**49**	**59**		
Consumo					
Gpc	**23.333**	**22.011**	**24.133**	**3%**	**0,3%**
Bm³	**661**	**623**	**683**		
Residencial	141	137	140	(1%)	(0,1%)
Comercial	90	85	91	1%	0,1%
Industrial	231	187	187	(19%)	(2%)
Eléctrico	147	166	209	42%	4%
Vehicular	0,4	1	1	158%	10%
Otros sectores (*)	51	48	56	10%	0,9%

Producción/Consumo - Gpc



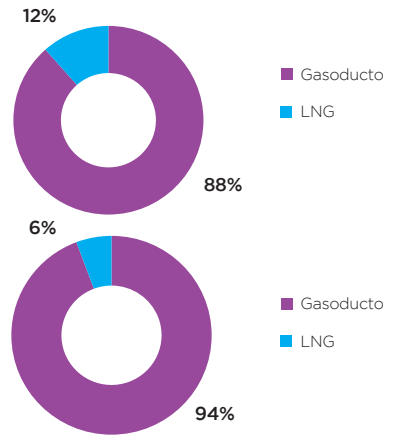
Fuente: EIA.
(*) Incluye: Combustible plantas compresoras y consumo de gasoductos.

El incremento en el consumo de gas natural en Estados Unidos en la última década, se ha soportado básicamente en el mayor consumo del sector eléctrico, el cual creció en el periodo 2000-2010 a una tasa del 4%; sin embargo, si se evalúa solo el crecimiento de los últimos cinco años esta tasa es de 13%.

El crecimiento alcanzado por el sector eléctrico lo llevó a constituirse en el sector de mayor consumo de gas natural en Estados Unidos, desplazando al sector industrial que hasta la mitad de este siglo ostentaba esta posición.

Balanza comercial de gas natural en Estados Unidos - Gpc

Concepto	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total Importaciones	**3.782**	**4.341**	**3.737**		**(1%)**	**(0,1%)**
Gasoducto	3.556	3.710	3.306		(7%)	(1%)
LNG	226	631	431		91%	7%
Exportaciones	**244**	**729**	**1.137**		**366%**	**17%**
Gasoducto	178	663	1.072		503%	20%
LNG	66	65	65		(2%)	(0,2%)
Balanza Comercial	**(3.538)**	**(3.612)**	**(2.600)**		**27%**	**2%**



Fuente: EIA.

Las importaciones de gas natural en los Estados Unidos, tanto en LNG como a través de gasoductos, se han visto reducidas en los últimos cinco años, como consecuencia del auge que han tomado las operaciones en los yacimientos de gases no convencionales, especialmente de Shale Gas, con lo cual se ha incrementado la oferta interna.

En cuanto a las exportaciones de gas natural, estas se incrementaron entre los años 2000 y 2010, como resultado de los envíos a través de gasoductos con destino a Canadá, ya que las cantidades de gas remitidas a México, el otro destino de este tipo de exportaciones, se mantuvieron relativamente estables en este periodo.

Precios de gas natural en Estados Unidos - US$/Kpc

Concepto	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Boca de pozo	3,7	7,3	4,2	12%	1%
City gate	4,7	8,7	6,2	31%	3%

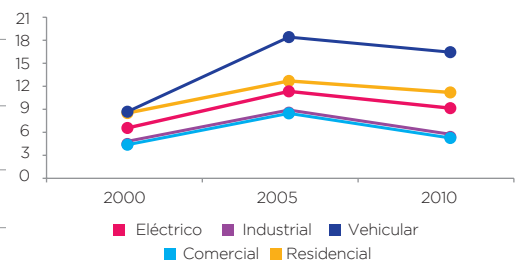
Fuente: EIA.

Un factor determinante en la disminución del precio del gastural en Estados Unidos ha sido el incremento de la oferta de Shale Gas, ya que producir este es más barato que producir el de tipo convencional y de esta forma se incrementa la oferta. Adicionalmente, en lo que a demanda se refiere, la desaceleración de la economía que tuvo lugar un par de años atrás, es otra causa por la cual los precios del gas natural en este país han sufrido la caída que se observa entre 2005 y 2010.

Precios de gas natural en Estados Unidos

Concepto	2000		2005		2010		Variación 2000 - 2010	
Tarifas a usuario final	US$/Kpc	US$/m³	US$/Kpc	US$/m³	US$/Kpc	US$/m³	Periodo	Promedio anual
Eléctrico	4,4	0,2	8,5	0,3	5,3	0,2	20%	2%
Industrial	4,5	0,2	8,6	0,3	5,4	0,2	21%	2%
Vehicular	8,7	0,2	18,4	0,7	16,5	0,6	89%	7%
Comercial	6,6	0,2	11,3	0,4	9,2	0,3	39%	3%
Residencial	8,5	0,3	12,7	0,4	11,2	0,4	32%	3%

Precio usuario final - US$/Kpc

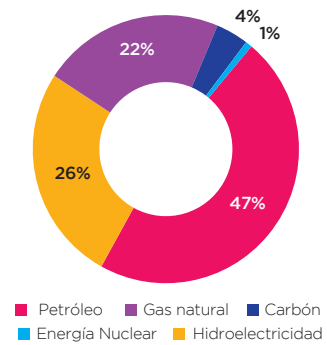


Fuente: EIA, U.S. Department of Energy.

Sur y Centroamérica

Canasta energética Sur y Centroamérica - Mtep

Combustible	2000	2005	2010	Participación - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**460**	**516**	**601**		**30%**	**3%**
Petróleo	227	240	282		24%	2%
Hidroelectricidad	125	141	157		26%	2%
Gas natural	86	111	133		54%	4%
Carbón	20	21	24		18%	2%
Energía nuclear	3	4	5		76%	6%



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

Sur y Centroamérica, en lo corrido de este siglo ha mantenido una alta dependencia del petróleo en su canasta energética, con un 47%, perdiendo en este lapso 2 puntos porcentuales. Es superada solo por Oriente Medio, región con una participación del petróleo de un 51%.

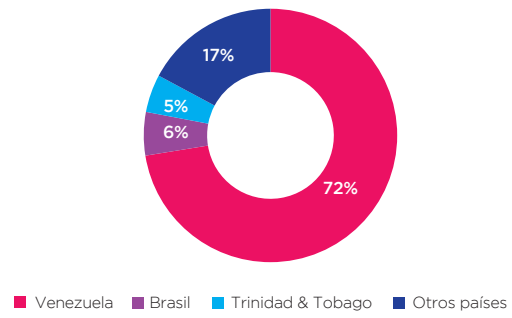
Entre 2000 y 2010, el gas natural en la región ganó 3 puntos porcentuales en participación, al pasar de 19% a 22%, cifra con la cual ocupa el tercer lugar en la canasta energética, sustentado en un mayor consumo de países como Brasil, Argentina y Trinidad & Tobago.

La hidroelectricidad representa el segundo recurso en importancia para Sur y Centroamérica. Este energético tiene un menor costo, su desventaja es la susceptibilidad a los cambios climáticos. Brasil, Colombia y Venezuela son los países que más explotan este recurso en la región.

Reservas de gas natural en Sur y Centroamérica - Tpc

País	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**247**	**246**	**266**	**7%**	**1%**
Venezuela	147	152	193	31%	3%
Brasil	8	11	15	91%	7%
Trinidad & Tobago	20	19	13	(35%)	(4%)
Perú	9	12	12	43%	4%
Argentina	27	16	12	(55%)	(8%)
Bolivia	24	26	10	(58%)	(8%)
Colombia	**5**	**4**	**4**	**(4%)**	**(0,4%)**
Otros países	9	6	7	(24%)	(3%)

Participación - 2010



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011, Ecopetrol, UPME.
Nota: Las reservas reportadas por BP corresponden a reservas probadas.

Factor R/P

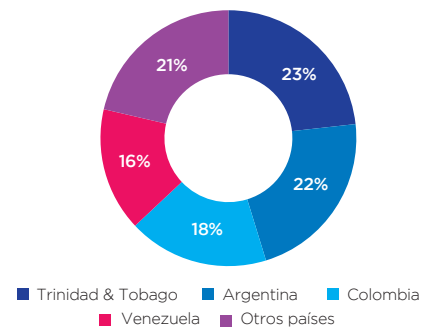
Las reservas de gas natural de esta región presentaron, entre 2000 y 2010, un incremento del 7% sustentado únicamente en las mayores reservas reportadas por Venezuela y en menor escala por Brasil.

Las reservas reportadas de Bolivia, relativamente recientes, muestran una disminución con alta probabilidad de ser producto de cambios en la metodología de las estimaciones entre probadas y probables.

Países como Trinidad & Tobago y Argentina sufrieron disminuciones importantes en sus cifras de reservas. Este último país por sus grandes volúmenes de consumo.

Producción de gas natural en Sur y Centroamérica - Gpcd

País	2000	2005	2010	Participación - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**12,3**	**16,3**	**17,6**		**43%**	**4%**
Trinidad & Tobago	1,4	3,0	4,1		192%	11%
Argentina	3,6	4,4	3,9		8%	1%
Colombia	**3,3**	**3,5**	**3,1**		**(4%)**	**(0,4%)**
Venezuela	2,7	2,7	2,8		2%	0,2%
Bolivia	0,3	1,2	1,4		347%	16%
Brasil	0,7	1,1	1,4		93%	7%
Otros Países	0,3	0,5	1,0		203%	12%



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011, Acipet, Ministerio de Minas y Energía.

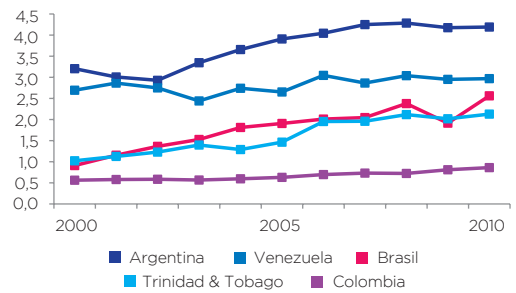
Trinidad & Tobago, el gran exportador de LNG del continente, desplazó a Argentina como el máximo productor de gas natural de la región. A finales de 2005, se inauguró en esta isla caribeña el cuarto tren de producción, aumentando la capacidad de la planta Atlantic LNG, que tiene a Repsol como socio mayoritario.

Argentina, quien presentó una disminución significativa en su producción de gas natural entre 2005 y 2010, se ha visto en la necesidad de suplir este descenso con importaciones de LNG procedentes de Trinidad & Tobago, utilizando el esquema de buques regasificadores.

La disminución de la producción de Colombia se debe a menor reinyección de gas.

Países como Bolivia y Brasil presentaron incrementos en su producción de gas natural.

Consumo de gas natural en Sur y Centroamérica - Gpcd

País	2000	2005	2010	Evolución mayores consumidores	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Total	**9,2**	**11,8**	**14,2**		**55%**	**4%**
Argentina	3,2	3,9	4,2		31%	3%
Venezuela	2,7	2,7	3,0		10%	1%
Brasil	0,9	1,9	2,6		182%	11%
Trinidad & Tobago	1,0	1,5	2,1		108%	8%
Colombia	**0,6**	**0,6**	**0,9**		**53%**	**4%**
Otros países	0,8	1,3	1,5		91%	7%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011, UPME.

Aun cuando en la mayoría de los países de la región se dieron incrementos en el consumo de gas natural en el periodo 2000 – 2010, el crecimiento de Brasil, 182%, superó el del resto de países. El mercado de este gigante suramericano se encuentra en plena expansión, liderado por el sector industrial y en menor escala el eléctrico.

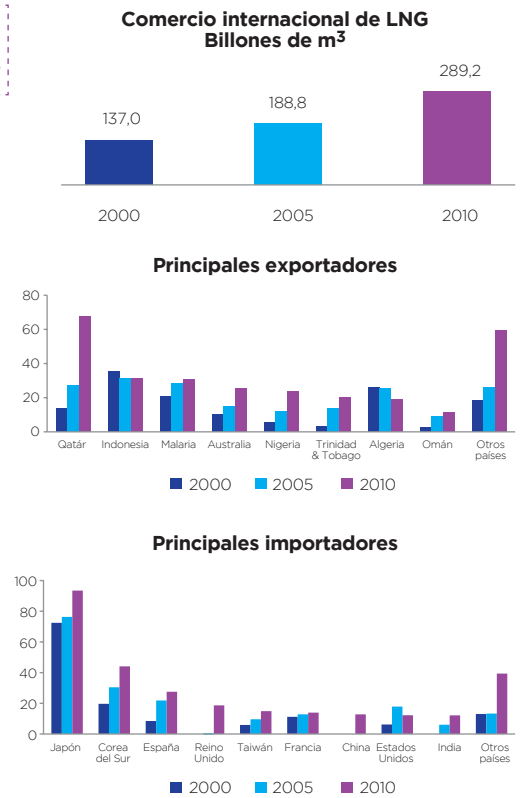
Otros países que incrementaron sus consumos en cantidades significativas fueron Argentina y Trinidad & Tobago, quienes aumentaron su consumo un Gpcd en la última década.

Argentina sigue siendo el gran consumidor de gas natural del continente y este combustible es la primera opción en su canasta energética, hasta el punto de tener que recurrir a importaciones del mismo en los últimos inviernos acontecidos. El incremento de Trinidad & Tobago se sustenta en las mayores cantidades de gas utilizado por las ampliaciones en la planta de LNG.

Comercio internacional de LNG - Billones de m³

Importadores	Exportadores													Total Import.
	Qatar	Trinidad & Tobago	Rusia	Algeria	Egipto	Guinea Ecuatorial	Nigeria	Omán	UAE	Australia	Indonesia	Malasia	Otros países	
Estados Unidos	1,3	5,4			2,1		1,2						2,3	**12,2**
Canadá	0,3	1,6											0,2	**2,0**
México	1,0				0,2		2,2				1,9		0,4	**5,7**
Argentina	0,2	1,6												**1,8**
Brasil	0,6	0,9				0,1	0,9		0,04				0,3	**2,8**
Chile	0,3	0,5		0,2	0,6	1,5							0,1	**3,1**
República Dominicana		0,8												**0,8**
Puerto Rico		0,8												**0,8**
Bélgica	5,8	0,1			0,2		0,2						0,2	**6,4**
Francia	2,4	0,4		6,3	0,7		3,6						0,6	**13,9**
Grecia		0,1		1,0	0,1	0,03								**1,2**
Italia		0,3		1,6	0,7	0,1							0,2	**2,9**
Portugal	0,1	0,2					2,7						0,05	**3,0**
España	5,5	3,3		5,1	2,6		7,8	0,2					3,0	**27,5**
Turquía		0,3		3,9	0,3		1,3						0,3	**6,0**
Reino Unido	13,9	1,6		1,3	0,1		0,4						1,4	**18,7**
Kuwait		0,3	0,1		0,3	0,3	0,1	0,9	0,2	0,1		0,2	0,2	**2,8**
Emiratos Árabes Unidos	0,2													**0,2**
China	1,6	0,1	0,5		0,1	0,1	0,2		0,1	5,2	2,5	1,7	0,9	**12,8**
India	10,5	0,7			0,1	0,2	0,3						0,4	**12,2**
Japón	10,1	0,2	8,2	0,1	0,6	0,7	0,8	3,8	6,9	17,7	17,0	18,6	8,9	**93,5**
Corea del Sur	10,2	0,9	3,9		1,0	1,9	1,2	6,1	0,2	1,3	7,4	6,4	3,6	**44,1**
Taiwan	3,8	0,5	0,7		0,2	0,4	1,1	0,5	0,4	1,1	2,6	3,7	0,1	**14,9**
Total exportaciones	**67,6**	**20,4**	**13,4**	**19,3**	**9,7**	**5,2**	**23,9**	**11,5**	**7,9**	**25,4**	**31,4**	**30,5**	**23,0**	**289,2**

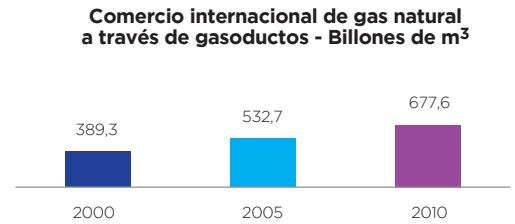
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.

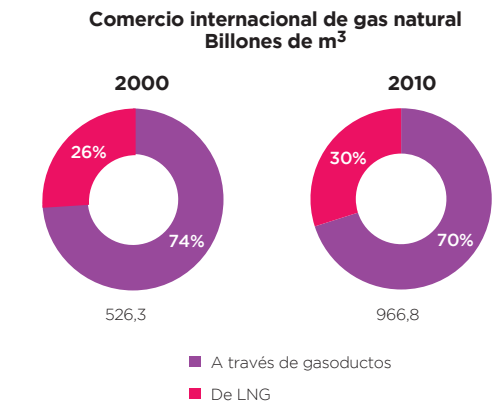


Comercio internacional de gas natural a través de gasoductos - Billones de m³

Importadores	Exportadores										Total Import.
	Rusia	Alemania	Holanda	Noruega	Reino Unido	Turkmenistán	Uzbekistán	Algeria	Irán	Otros países	
Estados Unidos										93,3	**93,3**
Canadá										20,9	**20,9**
México										9,4	**9,4**
Brasil										9,8	**9,8**
Belorusia	19,5										**19,5**
Bélgica		0,8	5,6	6,8	5,0						**18,1**
República Checa	8,4			3,1							**11,5**
Francia	8,1	4,0	6,9	13,6	0,6					1,8	**35,0**
Alemania	34,4		24,2	30,2	2,9					1,1	**92,8**
Hungria	6,5	0,3								0,7	**7,5**
Italia	14,2	2,5	8,1	5,6	0,5			26,0		9,4	**66,3**
Holanda	4,0	2,6		8,1	1,5					0,8	**17,0**
Polonia	9,1	1,1									**10,2**
Federación Rusa						9,7	10,3			12,7	**32,7**
Eslovaquia	5,5										**5,5**
España				1,7				7,0		0,2	**8,9**
Turquía	16,6								7,8	4,4	**28,8**
Ucrania	33,0										**33,0**
Reino Unido			8,1	25,6						1,3	**35,0**
Irán						6,5				0,4	**6,9**
Emiratos Árabes Unidos										17,3	**17,3**
Australia										5,8	**5,8**
Singapur										8,4	**8,4**
Tailandia										8,8	**8,8**
Otros países	27,1	3,5	0,6	1,1	5,3	3,6	3,2	3,6	0,7	26,9	**75,5**
Total exportaciones	**186,5**	**14,8**	**53,3**	**95,9**	**15,7**	**19,7**	**13,6**	**36,5**	**8,4**	**233,3**	**677,6**

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2011.





Hechos Relevantes del Entorno Regulatorio e Institucional en Colombia

Hechos Relevantes del Entorno Regulatorio e Institucional en Colombia

Evolución y Eventos Relevantes de los Agentes de la Cadena

Evolución y eventos relevantes de los agentes de la cadena

Sector	Dic-00	Eventos relevantes		Dic-05	Eventos relevantes		Dic-10
Exploración	• Actividad ejercida por Ecopetrol, directamente o a través de contratos de asociación con terceros • 115 contratos de exploración vigentes • 7,2 Tpc de reservas de gas natural	**(2002) Ecopetrol** informa firma de 14 contratos de asociación, observándose preocupante disminución con respecto a 2000 y 2001, cuando se firmaron 32 y 28	**(2003) Ecopetrol** informa hallazgo en campo Gibraltar - Norte de Santander	• ANH administra reservas de hidrocarburos del país • Ecopetrol y terceros ejercen actividad exploratoria en igualdad de condiciones • 160 contratos de exploración vigentes • 6,7 Tpc de reservas gas natural	**(2006) Pacific Stratus** reporta hallazgo La Creciente - Sucre	**(2008) Ecopetrol,** Exxon y Petrobras, anuncian resultados negativos en pozo de bloque Tayrona, Existía gran expectativa por resultados	• ANH administra reservas de hidrocarburos del país • Ecopetrol y terceros ejercen actividad exploratoria en igualdad de condiciones • Modelo de rondas incrementa significativamente el número de contratos firmados y vigentes
		(2002) Ecopetrol reporta 10 pozos exploratorios perforados, cifra mínima en muchos años	**(2004) Ecopetrol, Petrobras y Exxon Mobil** firman mayor contrato de exploración en Colombia-bloque Tayrona		**(2007) Drummond** reporta hallazgo gas metano en La Loma - Cesar	**(2009) Ecopetrol** aumenta reservas en Valle Medio del Magdalena	
		(2003) Creación **ANH**	**(2004) Pacific Stratus y Geoproduction Oil** firman contratos para explorar bloques La Creciente y Esperanza		**(2007) ANH** establece modelo licitatorio internacional multibloques llamado "Rondas"	**(2010) ANH** adjudica a 44 empresas, 78 bloques para explotación de hidrocarburos en Ronda Colombia	• 8,1 Tpc de reservas de gas natural
Producción	• 4 empresas producen el 98% de gas natural • Guajira (Chevron) aporta el 81% del suministro de gas del país, Cusiana (BP) el 3% • 82% de la producción de gas natural es reinyectada	**(2001) Empresas productoras** reportan que suministro de gas superó la barrera de los 600 Mpcd	**(2003) B.P.** inaugura fase II de planta tratamiento de gas Cusiana, incremento de capacidad: 150 Mpcd	• 31 empresas productoras de gas natural • Guajira **(Chevron)** aporta el 72% del suministro de gas del país, Cusiana **(BP)** el 17% • 81% de la producción de gas del país es reinyectada	**(2006) Chevron** perfora 3 nuevos pozos para incrementar producción de gas en La Guajira	**(2010) Ecopetrol** asume operación de Cupiagua, que antes era de BP	• 41 empresas productoras de gas natural • La Guajira **(Chevron)** aporta el 66% del suministro de gas del país, Cusiana **(BP - Ecopetrol)** el 20% • 62% de la producción de gas natural es reinyectada
		(2002-2003) Ecopetrol anuncia declinación acelerada en producción de gas campos Payoa/Salina	**(2004) Kappa Resources** operador del Campo Cerrito, reporta declinación prematura en producción de gas, provocando racionamientos en Cúcuta		**(2006) Pacific Rubiales** produce entre 34 - 44 Mpcd de gas en La Creciente - Sucre	**(2010) BP y Ecopetrol** incrementan capacidad planta Cusiana de 200 a 270 Mpcd	
		(2003) Ecopetrol y Chevron firman extensión contrato Asociación Guajira con vigencia 2005 - 2016	**(2005) Perenco** operador del Campo Morichal 3, reporta declinación en producción de gas, Yopal sufre racionamientos y su demanda se atiende desde campo Floreña		**(2008-2009) Chevron** incrementa en 250 Mpcd producción de gas en La Guajira	**(2010) Ecopetrol y Talisman** anuncian compra de activos de BP en Colombia	

Evolución y eventos relevantes de los agentes de la cadena

Sector	Dic-00	Eventos relevantes		Dic-05	Eventos relevantes		Dic-10
Transporte	• 8 empresas transportadoras • Activos por 1,7 billones de pesos • 5.268 km de gasoductos • Gas transportado Costa Caribe 359 Mpcd • Gas transportado interior del país 211 Mpcd	**(2001) CNO-Gas** inicia optimización de operación integrada del SNT	**(2004) Transoriente** construye gasoducto Barranca - Payoa	• 8 empresas transportadoras • Activos por 2,9 billones de pesos • 6.192 km de gasoductos • Gas transportado Costa Caribe 322 Mpcd • Gas transportado interior del país 398 Mpcd	**(2006)** Privatización Ecogas, creación TGI Se crea una nueva transportadora **Coinobras**	**(2009) Transoriente** inicia construcción gasoducto Gibraltar-Bucaramanga	• 8 empresas transportadoras • Activos por 6,9 billones de pesos • 7.474 km de gasoductos • Gas transportado Costa Caribe 390 Mpcd • Gas transportado interior del país 584 Mpcd
		(2001 - 2005) Promigas desarrolla plan expansión "Gasoductos Regionales III"	**(2004) Promigas** adquiere participación mayoritaria de Transmetano.		**(2006-2007) PDVSA** construye gasoducto La Guajira - Maracaibo	**(2010) TGI** amplia capacidad de gasoducto Ballena - Barranca de 200 a 270 Mpcd	
		(2002) Ecogas construye gasoducto Cusiana - La Belleza	**(2004) Ecopetrol y PDVSA** proyectan gasoducto La Guajira - Maracaibo. **UPME** estudia gasoducto Cartagena - Panamá		**(2008 -2009) Alcanos, Gases de Occidente y EPM** desarrollan nuevo modelo de "gasoductos virtuales"	**(2010) Progasur** adquiere mayoría accionaria de **Transgastol** **TGI** adquiere activos de **Transcogas**	
Distribución y comercialización	• 20 empresas distribuidoras • Activos por 1,4 billones de pesos • 2,1 millones de usuarios conectados • Cobertura efectiva de 40% • 21 departamentos y 191 poblaciones atendidas • Gas comercializado 563 Mpcd	**(2001) Gases del Caribe**, motivada por sus altos volúmenes de venta a **Grandes Consumidores**, lideró las ventas de gas natural en el país entre 2001 - 2005	**(2001 - 2003) Gasoriente, Llanogas y Metrogas** fueron las primeras distribuidoras en alcanzar coberturas efectivas por encima del 90% en sus zonas de influencia	• 27 empresas distribuidoras • Activos por 2,6 billones de pesos • 3,9 millones de usuarios conectados • Cobertura efectiva de 65% • 21 departamentos y 407 poblaciones atendidas • Gas comercializado 637 Mpcd	**(2006)** Fusión **Gases de Occidente - Gases del Norte del Valle**	**(2009 - 2010) Gases de Occidente, Alcanos y Llanogas** llevan el gas natural a los departamentos de Cauca, Caquetá y Guaviare	• 28 empresas distribuidoras • Activos por 4,9 billones de pesos • 5,8 millones de usuarios conectados • Cobertura efectiva de 77% • 24 departamentos y 565 poblaciones atendidos • Gas comercializado 861 Mpcd • Gas exportado a Venezuela 150 Mpcd
		(2002) Alcanos S.A asume área de servicio exclusivo Tolima - Centro en remplazo de **Grancolombiana de Gas**	**(2004 - 2005)** La **SSPD** reporta que entre todos los servicios públicos, el gas natural obtuvo el mayor nivel de satisfacción de los usuarios		**(2007) Ecopetrol, Chevron y PDVSA** suscriben contrato de compra y venta de gas, exportación a Venezuela	**(2009)** Fusión **Gasoriente y Gases de Barrancabermeja**	
		(2003) Termoeléctricas no lideran consumo nacional anual de gas natural por primera vez en más de una década	**(2005) Distribuidoras del centro del país**, alcanzan el 50% de usuarios conectados en el país. **Gas Natural S.A.** con 1,3 millones de usuarios lidera este renglón		**(2008) Distribuidoras** alcanzan la cifra de 5 millones de usuarios conectados a gas natural	**(2009)** Fusión distribuidoras Eje Cafetero **Efigas**	

Evolución y eventos relevantes de los agentes de la cadena

Sector	Dic-00	Eventos relevantes		Dic-05	Eventos relevantes		Dic-10
GNV	• 3 empresas propietarias de estaciones de servicio (EDS) • 6.759 vehículos convertidos • Barranquilla: 50% de vehículos con GNV, Otras ciudades: 50% • 26 EDS y 15 talleres de conversión • 9 departamentos y 9 poblaciones atendidas • GNV comercializado: 101 Mm^3	**(2001) EPM** lleva a Medellín el GNV con la apertura de 2 EDS de bandera **Terpel** y 657 conversiones en su 1er año	**(2002 - 2004) Distribuidoras** llevan el GNV a importantes ciudades del país, Villavicencio en 2002, Pereira e Ibagué en 2003 y Valledupar en 2004	• 14 empresas propietarias de estaciones de servicio, no incluyendo figura de EDS independientes • 95.917 vehículos convertidos • Bogotá: 33% vehículos con GNV, Barranquilla: 16%, Otras ciudades: 51% • 141 EDS y 150 talleres de conversión • 14 departamentos y 18 poblaciones atendidas • GNV comercializado: 329 Mm^3	**(2006) Distribuidoras** reportan crecimiento del 59% en ventas de GNV, en contraste, este mismo año las ventas de gasolina disminuyeron 7,5%	**(2008 - 2009) Talleres de conversiones** presentan una considerable disminución al pasar de 343 en 2007 a solo 187 en 2009	• Amplio número de empresas propietarias de EDS • 324.515 vehículos convertidos • Bogotá: 34% de conversiones, Barranquilla: 10%, Otras ciudades: 56% • 568 EDS y 188 talleres de conversión • 19 departamentos y 31 poblaciones atendidas • GNV comercializado: 744 Mm^3
		(2001) GNC S.A. inaugura programa de GNV en Cali, con la apertura de 3 EDS y 300 conversiones en su 1er año	**(2004) Minminas y Ecopetrol** establecen incentivos comerciales (bono de descuento) y tarifarios para comercialización de GNV		**(2007) Distribuidoras** de GNV abrieron 153 nuevas EDS	**(2009) Distribuidoras** reportan por 1ª vez en la historia del GNV, una variación negativa (2%) en el consumo anual de este combustible	
		(2001 - 2003) Gasco, Colombiana de Hidrocarburos y Gas Comprimido Colombiano ingresan como nuevos agentes comercializadores de GNV	**(2005) Gas Natural S.A. y GNC S.A.** a través de una agresiva campaña en Bogotá convierten 15.000 vehículos en el año		**(2007) GNC S.A.**, empresa con mayor número de EDS de GNV, se convierte en **Gazel**. **(2008) Gazel** es adquirida por la **Organización Terpel**	**(2010) EPM y Ecopetrol** refrendan compromiso de garantizar suministro del GNV para Metroplús (Sistema de transporte público masivo de Medellín)	

Evolución de Políticas Gubernamentales y del Marco Regulatorio del Sector Gas

Evolución de políticas gubernamentales y del marco regulatorio del sector gas

Sector	Dic-00	Eventos relevantes		Dic-05	Eventos relevantes		Dic-10
Exploración	• Código de petróleos, **Decreto 1056 de 1953** • Contratos de asociación suscritos por Ecopetrol, **Decreto 2310 de 1974** • **Ley de Regalías de 2000**	**(2001)** Declaración de Inexequibilidad de **Ley de Regalías de 2000** desincentiva inversión privada en sector	**Decreto 1760 de 2003 y 2288 de 2004**, escinde Ecopetrol, modificando su estructura organizacional, y crea la ANH	• Contratos de asociación suscritos por Ecopetrol antes de ANH, se rigen por **Decreto 2310 de 1974** • **Ley de Regalías, Ley 756 de 2002** • ANH encargada de administrar reservas de hidrocarburos de la Nación, **Decreto 1760 de 2003** • Esquema de contratación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos. **Acuerdo 008 de 2004 de ANH**	**Acuerdo 001, 003 y 012 de 2006**. ANH realiza modificaciones varias a Acuerdo 008 de 2004	**Acuerdo 001 de 2009**. ANH adopta reglamento de contratación por el cual se regirá esta agencia estatal	• Vigencia de contratos de asociación suscritos por Ecopetrol, **Decreto 2310 de 1974** • ANH encargada de la administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación, **Decreto 1760 de 2003** • Esquema vigente de contratación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos. **Acuerdo 008 de 2004 de ANH y sus modificaciones**
		Decreto 070 de 2001, determina competencias del Ministerio de Minas y Energía (MME) en relación con los hidrocarburos	**Acuerdo 008 de 2004**, ANH, Reglamento para contratación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos. Contratos TEA y E & P		**Acuerdo 034 y 035 de 2006**. ANH define áreas especiales para contratación de exploración y explotación de hidrocarburos para entregar en Ronda Caribe 2007	**Acuerdo 11 de 2008 y Resolución 494 de 2009**. ANH determina forma, contenido, plazos y métodos de valoración de reservas de hidrocarburos	
		Ley 756 de 2002 o de Regalías, establecimientos de regalías por explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación.	**Acuerdo 003 de 2005**. ANH modifica el Acuerdo 008 de 2004. Áreas objeto de contratos E&P y TEA podrán ser restringidas en su extensión por la ANH		**Acuerdo 001 de 2008**. delega en el Director General de la ANH la determinación de los límites del Área Especial Ronda Colombia (2008)	**Acuerdo 006 de 2009**. ANH define áreas especiales para contratación de E & P de hidrocarburos, para Ronda Colombia 2010	
Producción y suministro	• Precio de gas en boca de pozo para Guajira, **Resolución 039 de 1975** • Precio de gas interior del país, **Resolución 061 de 1983** • Normas regulatorias para las exportaciones de gas natural, **CREG 017 de 2000** • Esquema contractual para suministro de gas natural, **CREG 023 de 2000**	**Resolución MME 80639 de 2001** estableció procedimientos para liquidación de regalías por concepto de gas natural		• Esquema contractual para suministro de gas natural, **CREG 023 de 2000** y sus modificaciones • Precio máximo regulado para suministro de gas natural (Guajira, Opón y Cusiana) **Resolución CREG 119 de 2005** • Reglamento para exportaciones de gas natural, **Decreto 3428 de 2003**	**Resolución CREG 070 y 114 de 2006**, modifican los esquemas contractuales existentes para el suministro de gas	**Decreto 880 de 2007**, fija prioridades de atención para el suministro de gas natural en caso de racionamientos	• Prioridad de atención para el suministro de gas natural en caso de racionamientos, **Decreto 880 de 2007** • Disposiciones para abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, **Decreto 2100 de 2011**
		Resolución CREG 018 de 2002, establecen precios máximos regulados para suministro de gas de Cusiana	**Decreto 1484 y 4724 de 2005**, prioridad de atención para suministro de gas en restricciones de oferta o situaciones de grave emergencia		**Resolución CREG 093 de 2006**, establece condiciones para la comercialización de gas natural por parte de productores-socios de un mismo campo	**Decreto 2687 y 4670 de 2008 y Creg 095 de 2008**, establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural	
		Decreto 3428 de 2003, reglamentó las exportaciones de gas natural	**Resolución CREG 090 y 119 de 2005**, fija precios máximos regulados para el suministro de gas		**Ley 1151 de 2007**, productores de gas podrán disponer libremente de reservas para el intercambio comercial internacional	**Decreto 2100 de 2011,** incorpora disposiciones de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas	

Evolución de políticas gubernamentales y del marco regulatorio del sector gas

Sector	Dic-00	Eventos relevantes		Dic-05	Eventos relevantes		Dic-10
Transporte	• Creación de Ecogas, **Ley 401 de 1997** • Reglamento Único de Transporte (RUT), **CREG 071 de 1999** • Metodología para la remuneración del transporte, **CREG 001 y 085 de 2000** • Creación del CNO-gas, **Ley 401 de 1997 y Decreto 2225 de 2000**	**Resoluciones CREG 007, 008, 073 de 2001**, modificaciones al esquema tarifario de transporte fijado a través de la CREG 001 de 2000	**CREG 013, 079 y 125 de 2003**, establecieron los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogas	• Reglamento Único de Transporte (RUT), **CREG 071 de 1999 y sus modificaciones** • Metodología para la remuneración del servicio de transporte de gas natural, **CREG 001 de 2000 y sus modificaciones**	**Decreto 2400 de 2006**, estableció la regulación por la cual se debe regir la construcción de gasoductos internacionales en el país	**Resoluciones CREG 131 y 187 de 2009** modificaron el RUT, se complementaron las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al SNT	• Reglamento Único de Transporte (RUT), **CREG 071 de 1999 y sus modificaciones** • Regulación para construcción de gasoductos internacionales, **Decreto 2400 de 2006** • Metodología para la remuneración del servicio de transporte de gas natural, **CREG 126 de 2010**
		Resoluciones CREG 014 a 017 de 2001, primeras resoluciones con nuevo esquema tarifario para gasoductos de Progasur, Transoriente, Transmetano y Transcogas, respectivamente	**CREG 004 y 014 de 2003**, establecieron modificaciones al RUT, fijaron cambios .en el ciclo de nominación de transporte		**Resoluciones CREG 020 y 054 de 2007**, modificó el RUT, básicamente se complementaron las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al SNT	**Resolución CREG 130 de 2009**, regula el cargo por el servicio de transporte interrumpible de gas natural	
		CREG 018 de 2001, 014 de 2002 y 070 de 2003, establecieron los cargos regulados para el sistema de transporte de Promigas	**Decreto 1404 de 2005**, aprobó enajenación de la participación estatal representada en activos, derechos y contratos de Ecogas a TGI		**Resolución CREG 041 de 2008**, modificó y complementó el RUT con base en revisiones hechas por el CNO-Gas	**Resolución CREG 126 de 2010**, establece criterios generales para determinar remuneración del transporte de gas natural y esquema general de cargos del SNT	
Distribución y comercialización	• Código de Distribución de gas natural, **CREG 067 de 1995** • Compendio de marco regulatorio del sector y creación de Áreas de servicio exclusivo, **CREG 057 de 1996** • Límites a la integración vertical, **CREG 071 de 1998** • Opción tarifaria para la distribución y/o comercialización de gas natural por redes, **CREG 007 y 027 de 2000**	**Decreto 847 de 2001**, reglamentó la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y subsidios en los servicios públicos de energía eléctrica y gas	**Resolución CREG 040 de 2003**, modifica cálculo de los factores aplicables para subsidios de usuarios de gas natural de estratos 1 y 2	• Código de Distribución de gas natural, **CREG 067 de 1995 y sus modificaciones** • Criterios generales para remunerar la distribución y la comercialización de gas natural (Áreas de servicio no exclusivo). **CREG 011 de 2003 y sus modificaciones**	**Ley 1117 de 2006, CREG 001 y 006 de 2007**, incrementos de tarifas de gas natural para estratos 1 y 2, no podrán exceder el IPC en consumos de subsistencia	**Resolución CREG 007 de 2009**, modificó CREG 011 de 2003, dictó disposiciones para compra de gas con destino a usuarios regulados de ASE	• Código de Distribución de gas natural, **CREG 067 de 1995 y sus modificaciones** • A la espera de nueva fórmula tarifaria para prestación del servicio de distribución de gas • Criterios generales para remunerar la distribución y comercialización de gas natural (Áreas de servicio no exclusivo). **CREG 011 de 2003 y sus modificaciones**
		Resolución CREG 011 de 2003, estableció criterios generales para remunerar la distribución y la comercialización de gas	En 2004 se emitieron las **resoluciones CREG** definiendo cargos de distribución para todas las distribuidoras		**Resolución CREG 112 de 2007** estableció normas sobre límites de integración horizontal de actividades de distribución y comercialización minorista de gas natural	**Resolución CREG 178 de 2009,** proyecto que establece las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio de distribución de gas	
		Decreto 3429 de 2003, estableció el marco legal para la comercialización del gas natural a grandes y pequeños consumidores	**Decreto 3531 de 2004**, modificó reglamentación del uso de cuota de fomento para subsidiar costo de conexión de usuarios mas pobres		**Resolución CREG 075 de 2008**, modificó CREG 011 de 2003, dictó disposiciones para compra de gas con destino a usuarios regulados	**Resolución CREG 044 de 2010**, proyecto de regulación sobre el acceso abierto a los sistemas de distribución de gas natural	

Evolución de políticas gubernamentales y del marco regulatorio del sector gas

<table>
<tr><th>Sector</th><th>Dic-00</th><th colspan="2">Eventos relevantes</th><th>Dic-05</th><th colspan="2">Eventos relevantes</th><th>Dic-10</th></tr>
<tr><td rowspan="3">GNV</td><td rowspan="3">• Características para diseño, construcción, montaje y mantenimiento de EDS o un taller de conversión, Resolución Minminas 80582 de 1996

• Determina el régimen para el gas natural comprimido vehicular, CREG 008 de 1998

• Plan Nacional de Desarrollo - Fortalecimiento a plan de sustitución de gasolina por GNV, Ley 508 de 1999</td><td>Resolución Minminas 0296 de 2001, estableció libertad para la determinación de precios de venta al público del GNV</td><td>Estrategia Energética Integral (PEN, 2003 - 2020) recomienda impulsar la participación del GNV en las licitaciones de los sistemas masivos de transporte</td><td rowspan="3">• Características para diseño, construcción, montaje y mantenimiento de EDS o un taller de conversión, Resolución Minminas 80582 de 1996

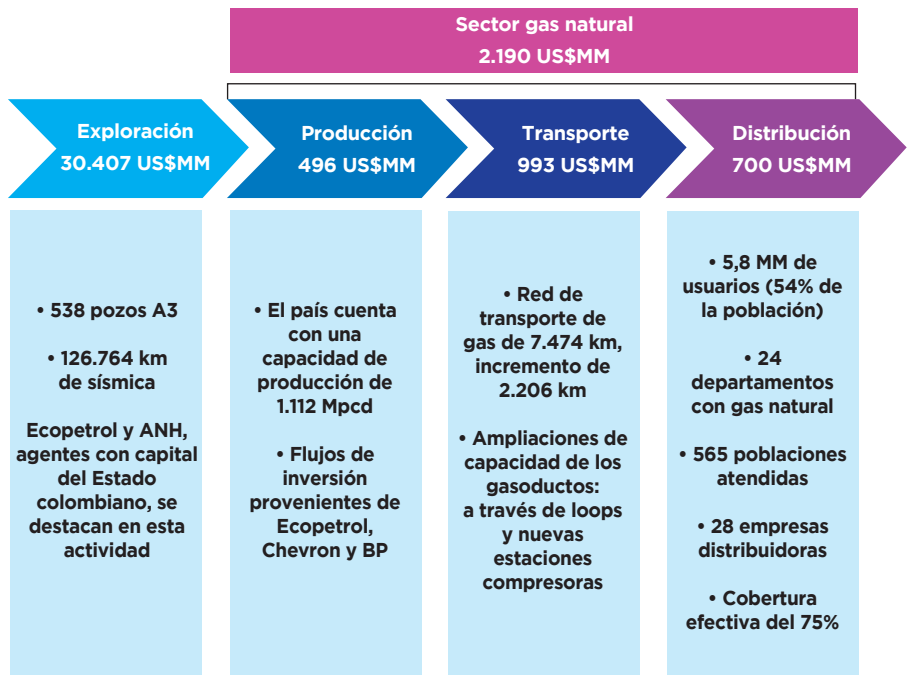
• Determina el régimen para el gas natural comprimido vehicular, CREG 008 de 1998 y sus modificaciones</td><td>Resolución CREG 020 de 2006, estableció incentivos tarifarios para promover el uso de GNV en los sistemas de transporte masivo</td><td>Resolución Minminas 180141 y 180286 de 2007, estableció modificaciones al reglamento técnico aplicable a las EDS que suministren GNV</td><td rowspan="3">• Determina el régimen para el gas natural comprimido vehicular, CREG 008 de 1998 y sus modificaciones

• Reglamento técnico aplicable a las EDS que suministren GNV, Resolución Minminas 180928 de 2006 y modificaciones</td></tr>
<tr><td>Ley 788 de 2002 (Reforma Tributaria), dispuso la exención de IVA para partes y equipos de estaciones de servicio de gas y kits de conversión de vehículos a gas</td><td>Decreto 802 de 2004, ordena a agentes del sector gas natural y GNV ofrecer condiciones comerciales especiales en beneficio de usuarios finales de GNV</td><td>Resolución Minminas 180928 de 2006, se expidió el reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio que suministren GNV</td><td>Resolución Minminas 180158 de 2007, se determina los combustibles limpios de conformidad con la Ley 1083 de 2006, confirmándose entre estos el gas natural</td></tr>
<tr><td>Decreto 1605 de 2002, asignó a la Superintendencia de Industria y Comercio la vigilancia y el control de la actividad de EDS y talleres de conversión de GNV</td><td>Decreto 4570 de 2005, modificó el Arancel de Aduanas, autorizando el desdoblamiento arancelario, descripción y gravamen para algunas subpartidas relacionadas con la industria del GNV</td><td>Ley 1083 de 2006, obliga a partir de 1 de enero de 2010, que toda habilitación o licitación de transporte de servicio público debía ser con combustible limpio, entre estos el GNV</td><td>Resolución Minminas 182074 de 2009, incluyó a los comercializadores de GNV en el primer nivel de atención para el suministro de gas natural, modificando la Res. 181654 y 181686 de 2009</td></tr>
</table>

Una Aproximación de las Inversiones

Una Aproximación de las Inversiones

Inversión Realizada Durante el Periodo 2000 - 2010



El nivel de inversión en el sector gas natural es la confirmación de que ha existido un compromiso general de todos sus actores por desarrollar inversiones que amplíen y mejoren la infraestructura.

No se puede asegurar que se haya obtenido la totalidad de las inversiones desarrolladas durante el periodo analizado, pero se pretende hacer una aproximación de las inversiones de toda la cadena llevadas a cabo en el transcurso de los últimos diez años.

Se detallan a lo largo de este capítulo, las inversiones de cada sector: exploración, producción, transporte y distribución, con el fin de explicar los resultados que hoy se visualizan.

La información reportada de exploración y producción se obtuvo de divulgaciones institucionales gubernamentales y en algunos casos de las mismas entidades, mientras que las de los sectores de transporte y distribución se dedujeron con base en los reportes contables reportados al SUI.

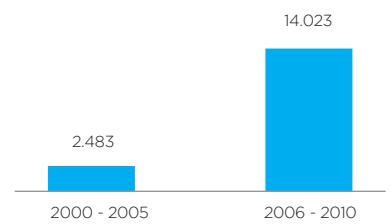
Exploración y Producción

Inversión extranjera directa en el sector de exploración y producción en el sector hidrocarburos
Cifras en US$MM corrientes

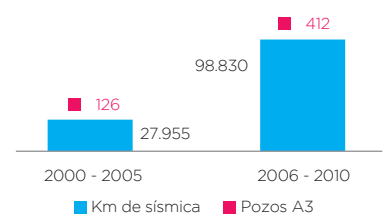
País	Empresa	2000-2005	2006-2010
Francia	N.D.	460	
Brasil	Petrobras	250	
Dinamarca	Maersk Oil	60	
Rusia	N.D.	55	
Canadá	Loon Energy	6	
	Petrolífera Petroleum		5
	Pacific Rubiales Energy		168
Chile	Gasco		17
China - India	N.D.		800
USA	Chevron		175
Reino Unido	Amerisur Resources plc		4
	Otras Inversiones	100	154
Canadá - Francia	N.D.		80
Panamá	Gran Tierra Energy		38
Inglaterra	Taghmen Energy		32
	Chaco Resources		2
Inglaterra-Australia	BHP Billiton		13
Venezuela	PDVSA		132
India	Reliance Industries Limited		50
España	Cepsa		920
	Compañía Española de Petróleos S.A.		50
Otros Inversionistas		1.552	11.383
Total Inversión		**2.483**	**14.023**

Fuente: Proexport, ANH.

Inversión US$MM



Exploración y producción



El cuadro ilustra los montos de inversión reportados por Proexport, con información de la empresa y el país inversor, aún así un monto importante de estas inversiones se reporta sin identificación detallada.

Durante el periodo 2000 – 2010 se llevaron a cabo inversiones por 16.507 US$MM aproximadamente.

Se puede observar que las inversiones realizadas al finalizar el periodo analizado fueron mucho mayores a las ejecutadas al principio de la década, lo que permitió el incremento en la ejecución de actividades representativas, principalmente de exploración.

Inversión en exploración
Cifras en US$MM

Periodo	ANH	Ecopetrol y Asociados	Total
2000 - 2005	86	1.933	2.018
2006 - 2010	385	11.496	11.881
Total inversión periodo	**471**	**13.429**	**13.900**

Fuente: ANH, Ecopetrol.

Inversión sector gas por Ecopetrol y socios

Periodo	Cifras en US$MM corrientes	
	Cusiana	**La Guajira**
2005 - 2010	159,1	337,1
Total inversión periodo	**496,2**	

Fuente: Ecopetrol.

- En 2005, la ANH realizó inversiones cercanas a los 70 US$MM en sísmica 2D, en regiones como el Chocó, Cauca - Patía, Sinú - San Jacinto, Soapagá y Cesar - Ranchería, entre otros.

- La ANH reportó que para 2008 Ecopetrol realizó una inversión cercana a los 16 US$MM, mientras que en los contratos de asociación la inversión de Ecopetrol alcanzó los 85 US$MM, cifras representadas en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3).

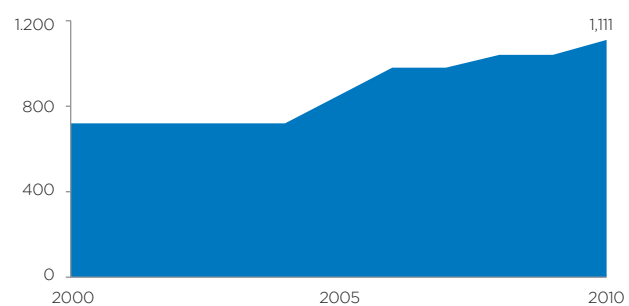
- Según la ANH, la totalidad de la actividad exploratoria desarrollada durante 2008 condujo a una inversión cercana a los 400 US$MM, representada en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos y estudios geológicos.

- Durante el periodo 2005 - 2010, Ecopetrol realizó inversiones en el sector gas cercanas a los 496 US$MM, las cuales estuvieron repartidas entre los campos de La Guajira y Cusiana.

- Las inversiones en los campos de La Guajira se dieron en el año 2006, para perforación de pozos adicionales; en 2007, se ejecutaron las inversiones para la línea de transferencia de las plataformas de dichos campos; en 2009, se llevaron a cabo en La Guajira inversiones en compresión, llegando a una producción de estos campos de 685 Mpcd.

- Durante 2010 se realizó la inversión de ampliación en Cusiana, de 70 Mpcd, con lo que la capacidad de producción de este campo al cerrar este año, alcanzó los 270 Mpcd.

Capacidad de producción total país - Mpcd



Fuente: Ecopetrol.

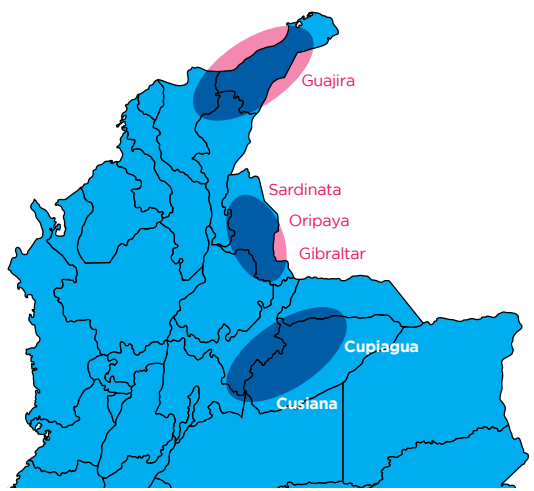
Futuras Inversiones

Exploración:

- Canacol Energy presupuestó invertir, en el año 2011, unos 92 US$MM aproximadamente en varios proyectos de exploración y desarrollo en Colombia. Se proyectó la perforación de 5 pozos de desarrollo, 28 pozos de evaluación y desarrollo y 3 pozos de exploración.

- En el Plan Estratégico 2011 – 2020, Ecopetrol contempla inversiones por 80.000 US$MM, de los cuales un 25% serán destinados a exploración. Las inversiones anunciadas para 2011 en exploración son del orden de 1.293 US$MM, para el desarrollo de 37 pozos exploratorios, de los cuales 30 serán explorados en Colombia.

Aumentos de capacidad de producción



Aumentos de capacidad en el corto plazo

Campos	Fechas	Capacidad producción (Mpcd)
Capacidad a diciembre 2010		1.111
Cusiana LTOII	Enero 2011	70
Gibraltar	Abril 2011	36
Cupiagua fase I	1er trimestre 2012	140
Sardinata	2do semestre 2011	6
Total país		**1.363**

Fuente: Ecopetrol.

Inversión en aumentos de capacidad

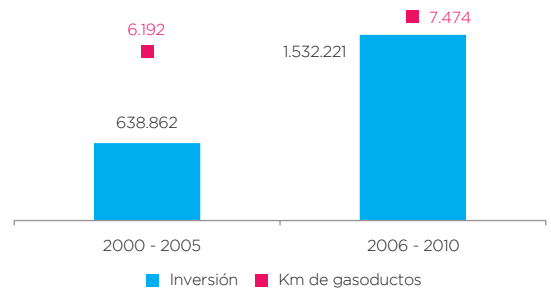
Años	US$MM corrientes	Campo productor
2011	149	Gibraltar
	Cusiana	
	Sardinata	
2012	164	Cupiagua fase I
Total inversión	**313**	

Fuente: Ecopetrol.

Infraestructura de Transporte

Inversión en activos del sector transporte
Cifras en $MM

Empresa	Periodo de inversión 2000-2005	Periodo de inversión 2006-2010	Inversión a la fecha 2000	Inversión a la fecha 2005	Inversión a la fecha 2010
Total inversión	**638.862**	**1.532.221**	**1.165.620**	**1.689.761**	**3.221.982**
Progasur	2.793	16.792	5.708	8.076	24.868
Promigas	348.937	114.317	429.876	741.288	855.604
TGI	194.651	1.024.360	600.585	735.713	1.760.073
Transgastol	3.618	2.797	7.924	7.494	10.291
Transmetano	47.856	43.778	95.346	133.946	177.723
Transoccidente	2.334	3.553	3.303	5.332	8.884
Transoriente	38.673	326.626	22.878	57.912	384.538



Nota: Cifras tomadas de los reportes contables de cada compañía al SUI.
Fuente: SUI.

La infraestructura de transporte en Colombia presentó en la última década un crecimiento importante, lo que permitió un desarrollo considerable para el sector gas natural. La Resolución CREG 071 de 1999, que expidió el denominado "Reglamento Único de Transporte de Gas Natural", fue uno de los pilares para que este desarrollo se hiciese posible.

Los activos de las empresas del sector transporte de gas natural muestran una inversión, a cierre de 2010, cercana a 3,2 billones de pesos, siendo la inversión que se deduce del periodo 2000 - 2010, del orden de 2,1 billones de pesos, aproximadamente.

Cabe resaltar que el total de las inversiones efectuadas durante el periodo en estudio, representa un 67% de las llevadas a cabo hasta 2010 en el sector transporte, 3,2 billones de pesos.

Inversión en activos del sector transporte
Cifras en US$MM

Empresa	2000-2005	2006-2010	
TRM - Col/US	*2.453*	*2.091*	
Progasur	1,1	8,0	
Promigas	142,3	54,7	
TGI	79,4	489,9	
Transgastol	1,5	1,3	
Transmetano	19,5	20,9	
Transoccidente	1,0	1,7	Acumulado a 2010
Transoriente	15,8	156,2	
Subtotal	**260,5**	**732,7**	**1.474,0**
Total inversión periodo	**993,2**	Inversión periodo/total invertido	**67%**

Nota: Cálculo realizado con base en la información en pesos colombianos y las TRM que se muestran en cada periodo.

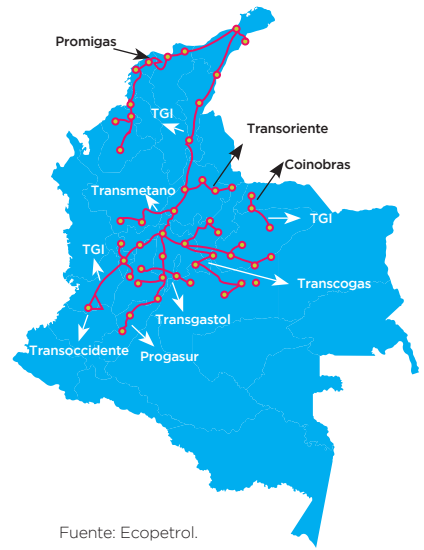
A continuación se detallan algunas de las inversiones representativas durante el periodo en estudio:

- Del total de las inversiones, TGI llevó a cabo un 57%, seguido de Promigas con 20% y Transoriente con 17%.

- TGI reporta que en el año 2002 se completó el tramo Cusiana - La Belleza.

- En el año 2008, TGI inició dos grandes proyectos de expansión de su infraestructura y de sus estaciones compresoras. El primero denominado expansión del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, se logró culminar con éxito en septiembre del año 2010, ampliando la capacidad de transporte en 70 Mpcd. El segundo, la ampliación desde Cusiana, consiste en el aumento de capacidad a 390 Mpcd. Este proyecto abarcó la construcción de dos nuevas estaciones compresoras, la ampliación de las dos ya existentes y un loop de 95 km.

Sistema de transporte de gas natural - 2010



Fuente: Ecopetrol.

- Promigas reportó la construcción de nuevos gasoductos en el transcurso de 2008, un total de 87 km representados en tres gasoductos: La Creciente, Piñalito - Bremen y Barú.

- En 2009, Transoriente inició la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga de 174,8 km, que permitirá transportar 40 Mpcd.

- Transmetano: Ramal a Oriente 42 km de longitud y 7,5 Mpcd de capacidad.

Futuras inversiones

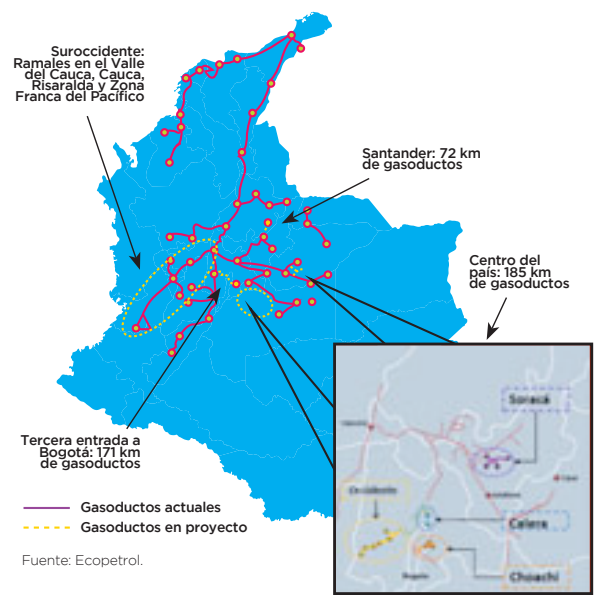
A continuación se detalla el plan de nuevas inversiones en el SNT, previstas por las empresas transportadoras según sus reportes de archivos tarifarios presentados a la CREG. En este informe se ha previsto que el primer año de reporte sea 2012.

Plan nuevas inversiones (PNI) en el sistema de transporte
Cifras en US$MM de 2009

Empresa	Inversión	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Total		**181,7**	**104,3**	**105,7**	**234,4**	**219,2**	**845,3**
Promigas	• Aumento de capacidad • Adecuación de gasoductos • Reacondicionamiento de compresores y compresores Stand by • Variantes para aumento de presión • Otras inversiones	116,0	85,8	95,3	11,6	3,4	**312,1**
Transoriente	• Conexión COGB - Nueva Contraflujo Barranca-Bucaramanga • Cambio tramos tubería, reposición vehículo, muebles y sistema de comunicación: Payoa - Bucaramanga y Barranca - Payoa	2,8	0,3	0,3	0,3	0,3	**4,0**
Transmetano	• Gasoductos • Maquinaria y equipo • Equipos de oficina • Equipos de cómputo y otros • Compresor Malena	12,8	0,6	1,0	7,5	0,4	**22,3**
Transoccidente	• Monitoreo • Implementación sistema de calidad ISO 14001 y 18001 • Equipos de cómputo, vehículo y herramientas • Variante 14 • Actualizaciones de sistemas	0,1	1,6	0,1	0,03	0,02	**1,9**
TGI	• Expansión del gasoducto Ballena - Barrancabermeja. • Expansión del gasoducto Cusiana - Vasconia. • Variantes Checua, Yamunta y Nazareth	50,0	16,0	9,0	215,0	215,0	**505,0**
Transgastol	• Sistema regional Buenos Aires - Ibagué • Sistema regional Chicoral - Flandes	0	0,1	0,04	0	0	**0,10**

Fuente: Empresas del sector transporte.

Proyectos sistemas de transporte de gas natural



Fuente: Ecopetrol.

Costa Caribe - Promigas

- Se llevarán a cabo inversiones para aumento de la capacidad por 151 US$MM: Loop Palomino - La Mami, construcción de un loop entre la estación compresora Palomino y la trampa de envío La Mami, con un diámetro de 24 pulgadas y 24 Km de longitud.

- Loop Mamonal - Sincelejo, variante al gasoducto troncal entre el km - 114 + 900 y el Km-122+190, en 10 pulgadas de diámetro y una longitud estimada de 7,25 Km.

- Ampliación SRT Mamonal, en el tramo que va desde Cartagena hacia Mamonal. Se construirá una variante de 9 Km en 24 pulgadas.

- Se llevarán a cabo inversiones para operación y mantenimiento por 147 US$MM, dentro de las cuales se desarrollarán, principalmente, adecuaciones a los gasoductos, compresores stand by, variantes para aumentos de presión, entre otros.

Interior del país

Transoriente

- Las inversiones de esta empresa corresponden a la nueva conexión COGB - Contraflujo e incluyen: estación de conexión al SNT, terreno de la nueva estación, cambio de sentido de trampas de raspadores en estaciones, terreno estación El Palenque, entre otras.

- Cambio en los tramos de la tubería de Payoa - Bucaramanga y Barranca-Payoa, adicional se llevará a cabo una reposición de otros activos.

Transmetano

- Las inversiones que se planean están básicamente asociadas a aumentos de capacidad en el Ramal a Oriente: Rionegro, Guarne y Marinilla.

- Se llevarán a cabo inversiones de confiabilidad: Compresor Malena (ubicado en el km 5 del gasoducto de Transmetano).

Transoccidente

- El plan de inversiones lo conforman: monitoreo remoto para rectificador de protección catódica, monitoreo corrosión interna sistema de transporte, implementación sistema de calidad, ambiental y seguridad y salud ocupacional entre otras.

Transportadora de Gas Internacional (TGI)

- TGI estudia en unión con distribuidores de la zona, la construcción de ramales que lleven gas a 12 municipios del Valle del Cauca, 8 municipios del Cauca, 6 municipios de Risaralda y la Zona Franca del Pacífico. También se adelantan evaluaciones para la construcción de un gasoducto para 11 municipios de la Provincia Comunera ubicados en el departamento de Santander, entre los municipios de Santa Ana y San Gil.

- De acuerdo con el plan de inversiones que TGI inició en el año 2008, se proyecta hacer una segunda ampliación del gasoducto Ballena - Barrancabermeja, comenzando en 2013 y terminando la obra en 2014. Por medio de esta expansión, la capacidad de transporte pasaría a ser 330 Mpcd, con una inversión cercana a los 300 US$MM.

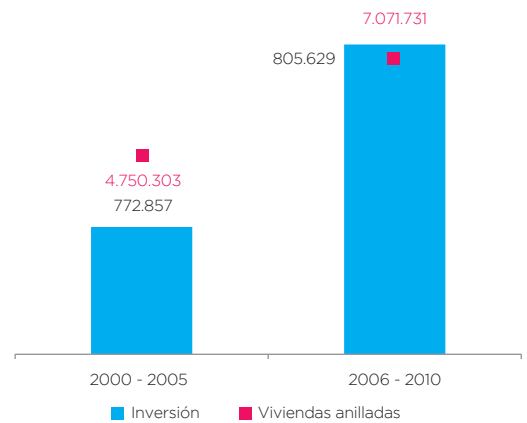
- Se proyecta para el año 2013 la construcción de una tercera entrada a Bogotá, para el abastecimiento confiable de la capital del país. Esta obra está presupuestada en 130 US$MM.

- El portafolio de proyectos de TGI, como lo muestra su informe anual del año 2010, asciende a 1.100 US$MM, de los cuales a la fecha se han ejecutado el 50%.

Distribución y Comercialización

Inversión en activos del sector distribución
Cifras en $MM

Empresa	Periodo de inversión 2000-2005	Periodo de inversión 2006-2010	Inversión a la fecha 2000	Inversión a la fecha 2005	Inversión a la fecha 2010
Total inversión	**772.857**	**805.629**	**713.060**	**1.426.607**	**2.100.758**
Alcanos	40.826	73.274	21.611	65.559	138.833
Efigas	14.340	89.886	38.124	82.450	116.052
EPM	120.431	145.782	123.666	218.792	364.573
Gas Natural	266.501	119.958	283.523	507.449	627.406
Gases de La Guajira	8.246	3.917	5.835	13.328	17.245
Gases de Occidente	61.554	100.505	23.589	79.499	126.831
Gases del Caribe	55.531	40.871	72.722	117.971	158.842
Gasoriente	29.063	52.319	53.743	86.237	116.535
Gases del Oriente	23.079	2.757	4.292	27.020	29.778
Gas Natural Cundiboyacense	54.372	35.642	5.053	55.689	91.332
Gasnacer	7.899	23.215	3.784	11.202	34.417
Llanogas	19.708	31.561	24.879	41.206	72.767
Metrogas	5.735	21.380	11.688	16.426	37.806
Surtigas	58.213	47.065	37.484	94.040	141.105
Otras distribuidoras	7.361	17.497	3.066	9.739	27.236



Fuente: SUI, Minminas.

Inversión en activos del sector distribución
Cifras en US$MM

Empresa	2000-2005	2006-2010	
TRM - Col/US	**2.453**	**2.091**	
Alcanos	16,6	35,0	
Efigas	5,8	43,0	
EPM	49,1	69,7	
Gas Natural	108,7	57,4	
Gases de La Guajira	3,4	1,9	
Gases de Occidente	25,1	48,1	
Gases del Caribe	22,6	19,5	
Gasoriente	11,8	25,0	
Gases del Oriente	9,4	1,3	
Gas Natural Cundiboyacense	22,2	17,0	
Gasnacer	3,2	11,1	
Llanogas	8,0	15,1	
Metrogas	2,3	10,2	
Surtigas	23,7	22,5	Acumulado a 2010
Otras distribuidoras	3,0	8,4	
Subtotal	**315,1**	**385,3**	**932,1**
Total inversión periodo	**700,4**	Inversión periodo/total invertido	**75%**

Nota: Cálculo realizado con base en la información en pesos colombianos y las TRM que se muestran en cada periodo.

Cobertura nacional de gas natural

Las inversiones realizadas en el sector distribución de gas natural, en el periodo 2000 - 2010, ascendieron a 700 US$MM y han permitido que el gas natural llegue a 565 poblaciones en todo el país, a través de 28 empresas distribuidoras, con presencia en 24 departamentos. Se han anillado 7.071.731 viviendas y se atienden 5.767.942 usuarios con gas natural. En Colombia, al cierre del año 2010, se alcanzó una cobertura efectiva del 75% y una cobertura potencial del 94%.

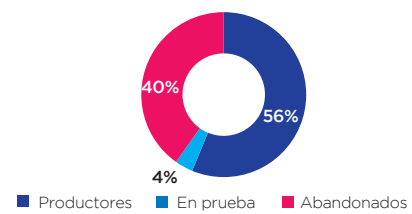
Gas Natural en Colombia: Progreso Relevante en la Década

Gas Natural en Colombia: Progreso Relevante en la Década

Exploración y Reservas

Pozos A3

Concepto	2000	2005	2010	Participación - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**18**	**35**	**112**		**522%**	**20%**
ANH - E&P	0	4	87		100%	85%
Asociados	18	23	16		(11%)	(1%)
Convenio	0	0	9		100%	29%
Ecopetrol	0	8	0		0%	(100%)



Fuente: Ecopetrol, Universidad Nacional, ANH.

La ANH reporta que la inversión y la exploración alcanzaron cifras históricas en 2010. Al analizar el comportamiento de la actividad exploratoria durante los últimos diez años, se puede observar que ha sido importante el crecimiento de la perforación de pozos A3, pasando de 18 en 2000 a cerca de 112 en 2010, de los cuales un 56% son pozos productores. Durante todo el periodo analizado se perforaron aproximadamente 538 pozos, con un crecimiento promedio anual del 20%.

En 2010 se realizó sísmica sobre 25.965 km, un 34% más que lo logrado en el año 2000. En el periodo 2000 - 2010, se llevó a cabo sísmica en aproximadamente 126.784 km.

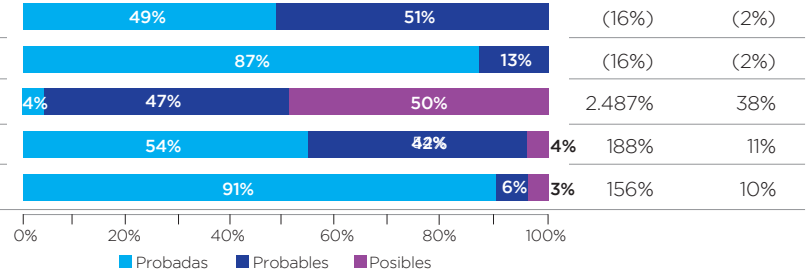
Actividad exploratoria

Concepto	2000-2005	2006-2010
Sísmica - Km equivalentes	**27.955**	**98.830**
Estatal	0	3.773
Privada	27.955	95.057
ANH - E&P	5.694	80.386
ANH (Multicliente)	8.173	8.077
Ecopetrol - ANH	0	1.944
Ecopetrol (Directo)	3.890	588
Ecopetrol (Asociados)	10.197	4.062
Contratos firmados	**179**	**229**

Fuente: ANH.

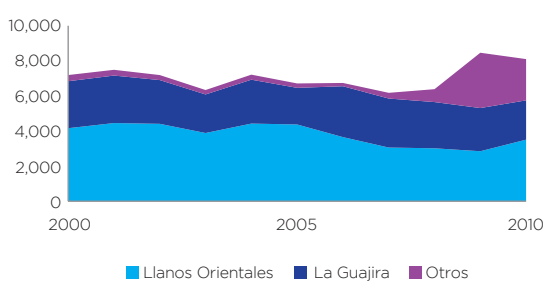
Reservas de gas natural - Gpc

Cuenca		2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total reservas	**Tpc**	**7,2**	**6,7**	**8,1**		**13%**	**1%**
	Gpc	**7.190**	**6.711**	**8.099**	54% 36% 10%		
Llanos Orientales		4.161	4.372	3.507	49% 51%	(16%)	(2%)
La Guajira		2.677	2.088	2.239	87% 13%	(16%)	(2%)
Valle Medio del Magdalena		62	183	1.604	4% 47% 50%	2.487%	38%
Valle Superior del Magdalena		17	36	49	54% 42% 4%	188%	11%
Otros		273	33	700	91% 6% 3%	156%	10%



Nota: Incluye reservas no probadas.
Fuente: Ecopetrol, UPME.

Reservas de gas natural - Gpc



Al finalizar el año 2010, se reporta un total de 8.099 Gpc de reservas de gas natural en Colombia, de las cuales 54% son probadas, 36% probables y 10% posibles.

Como ha sido incluso desde antes de iniciar este siglo XXI, las reservas de gas natural siguen concentrándose en su gran mayoría en la cuenca de los Llanos Orientales y La Guajira, con 43% y 28% respectivamente de participación de las reservas totales del país. En cuanto a reservas probadas, la participación es de 39% y 45% respectivamente.

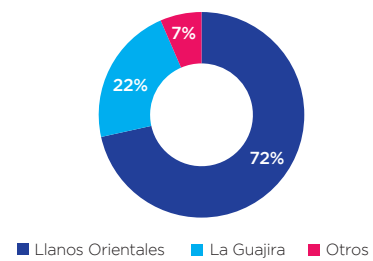
Lo anterior, aunque al cierre de 2010 se destaca frente al periodo de inicio de este siglo, la aparición de nuevas reservas en otras regiones, con calidad de reservas probadas como fueron las de los campos Gibraltar (197,8 Gpc) y La Creciente (415 Gpc).

Con calidad de probables y posibles, el Valle Medio del Magdalena incrementa su nivel de reservas con las de los campos La Cira e Infantas, que suman 1.527 Gpc de reservas, 737 Gpc probables y 790 Gpc posibles.

Producción y Suministro

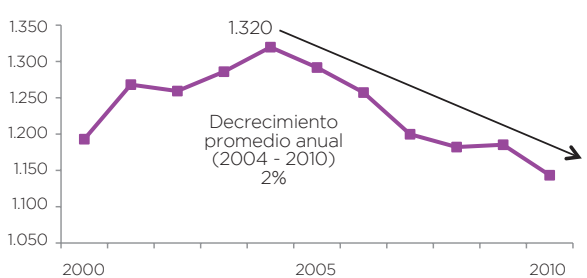
Producción fiscalizada - Gpc

Cuenca		2000	2005	2010	Participación - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**Mpcd**	**3.268**	**3.539**	**3.132**		**(4%)**	**(0,4%)**
	Gpc	**1.193**	**1.292**	**1.143**			
Llanos Orientales		973	1.071	818		(16%)	(2%)
La Guajira		171	171	251		47%	4%
Valle del Magdalena		43	45	68		58%	5%
Medio		23	25	24		5%	0,5%
Superior		15	18	20		30%	3%
Inferior		5	2	24		390%	17%
Putumayo		4	4	4		7%	0,7%
Catatumbo		2	2	2		(2%)	(0,2%)

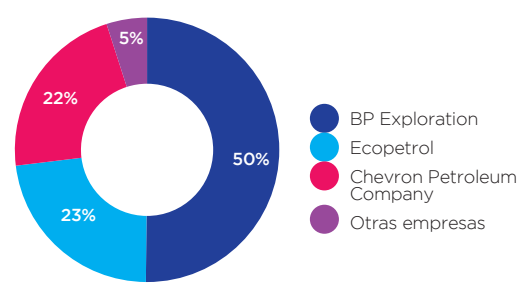


Fuente: Acipet, Ministerio de Minas y Energía.

Producción de gas natural - Gpc



Producción de gas natural - 2010



El gas natural en Colombia es producido en su mayoría en los Llanos Orientales, con cerca del 72% del gas natural del país, seguido de La Guajira.

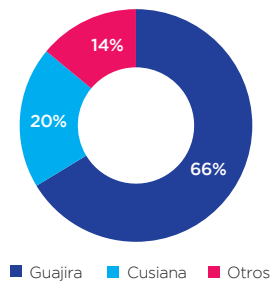
Si se compara la producción del año 2000 con la de 2010, se observa una disminución del 4%. Luego de alcanzar la máxima producción del periodo en el año 2004, a partir de este se presenta una disminución del 2% promedio anual.

BP Exploration se posicionó en 2010 como la empresa que produjo el mayor volumen de gas natural, cerca del 50% de todo el país.

Suministro de gas natural - Mpcd

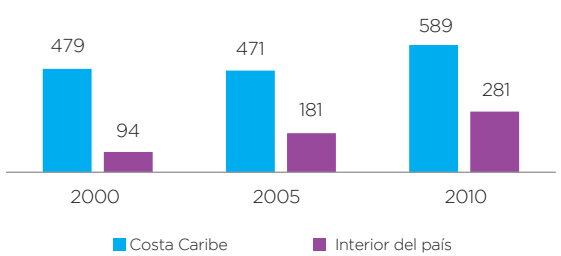
Campo		2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Guajira - Consumo país		468	467	525	12%	1%
Cusiana		14	114	202	1.343%	31%
La Creciente		0	0	59	100%	32%
Pauto - Floreña		0	0	30	100%	26%
Payoa - Salinas		70	52	18	(74%)	(13%)
Otros		21	19	36	74%	6%
Subtotal	**Mpcd**	**573**	**652**	**870**	**52%**	**4%**
	Gpc	**209**	**238**	**318**		
Guajira - Exportación (Mpcd)		0	0	156	100%	3%
Total	**Mpcd**	**573**	**652**	**1.026**	**79%**	**6%**
	Gpc	**209**	**238**	**374**		

Participación - 2010



Fuente: UPME.

Suministro de gas natural - Mpcd
Consumo país



En 2010 el suministro de gas natural para consumo interno se incrementó en un 52% respecto al año 2000, al pasar de 573 Mpcd a 870 Mpcd, alcanzando una tasa de crecimiento promedio anual del 4% en estos años.

El gas exportado representó en 2010 el 15% del total del gas suministrado por los campos colombianos, siendo el consumo interno el 85% restante.
Con gas proveniente de La Guajira se realiza el suministro para la exportación a Venezuela, estos 156 Mpcd adicionados a los 525 Mpcd que de este campo se destinan a consumo interno, muestran la oferta total de 680 Mpcd que representan el 66% del total de gas natural suministrado por los campos.

El campo de Cusiana suministra en segundo lugar el 20% del total de la oferta de gas natural nacional, mientras que el 14% restante se reparte entre los otros campos.

Factor R/P - reservas totales

Concepto		2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Reservas	Tpc	7,2	6,7	8,1	13%	1%
	Gpc	7.190	6.711	8.099		
Producción	Gpc	209	238	374	79%	6%
	Mpcd	573	652	1.026		
Factor R/P - Años		**34,4**	**28,2**	**21,6**	**(37%)**	**(5%)**

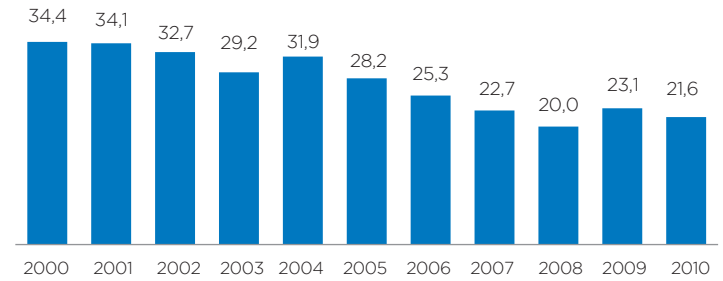
Nota: La cifra de producción no incluye el gas reinyectado.
Fuente: Ecopetrol, UPME.

Factor R/P - reservas probadas

Concepto		2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Reservas	Tpc	4,5	4,0	4,4	(4%)	(0,4%)
	Gpc	4.539	3.991	4.376		
Producción	Gpc	209	238	374	79%	6%
	Mpcd	573	652	1.026		
Factor R/P - Años		**21,7**	**16,8**	**11,7**	**(46%)**	**(6%)**

Nota: La cifra de producción no incluye el gas reinyectado.
Fuente: Ecopetrol, UPME.

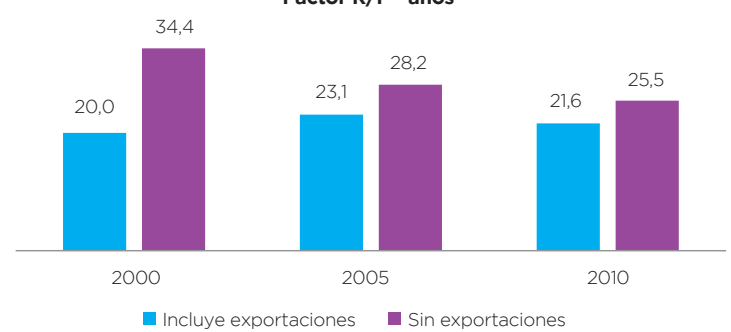
Factor R/P - reservas totales



Luego de la reducción de reservas para 2005, ocasionada por revaloraciones de campos como el de Opón, estas se han incrementado basadas en la certificación de hallazgos como Gibraltar, La Creciente, La Cira e Infantas.

El factor R/P reportado en los cuadros incluye el gas de exportación, se presenta el cálculo sin este volumen.

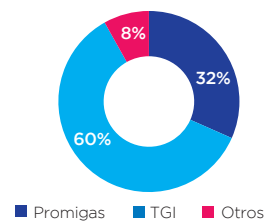
Factor R/P - años



Transporte de Gas por Gasoductos

Red de gasoductos - Km

Empresa	2000	2005	2010	Participación - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**5.268**	**6.192**	**7.474**		**42%**	**4%**
Coinobras	N.A.	N.A.	18		100%	0%
Progasur (*)	50	62	222		345%	16%
Promigas	1.327	1.922	2.363		78%	6%
TGI	3.653	3.886	4.503		23%	2%
Transgastol	19	45	51		168%	10%
Transmetano	149	149	149		0%	0%
Transoccidente	11	11	11		0%	0%
Transoriente	59	117	157		166%	10%



Fuente: Resoluciones CREG, empresas del sector, Promigas.
"(*) El dato entregado incluye el gasoducto Popayán, que entrará en operación en 2011.
Los km de gasoductos de TGI incluyen los km de Transcogas."

Gas transportado - Mpcd

Concepto	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Interior del país	182	335	524	188%	11%
Coinobras	N.A.	N.A	3	100%	N.A.
Progasur	1	1	2	320%	15%
TGI	150	271	422	182%	11%
Transgastol	2	4	11	434%	18%
Transmetano	5	23	37	583%	21%
Transoccidente	15	26	36	135%	9%
Transoriente	9	11	12	32%	3%
Costa Caribe - Promigas	359	322	390	9%	1%
Total	**541**	**657**	**915**	**69%**	**5%**
Kms de gasoducto	**5.268**	**6.192**	**7.474**	**42%**	**4%**

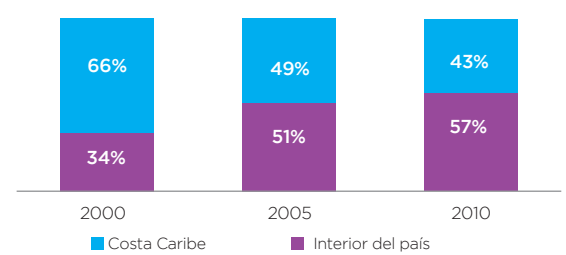
Nota: TGI entrega gas a otras transportadoras.
Fuente: BEO, CREG, UPME, Promigas.

La red de gasoductos, durante la última década, presentó un crecimiento significativo en los kilómetros de gasoductos, alcanzando un incremento de 42% con respecto al año 2000.

TGI y Promigas poseen el 92% de las redes del sistema nacional de transporte de gas natural en Colombia.

El gas transportado reportado por las ocho transportadoras a nivel nacional creció en el periodo de análisis a una tasa anual del 5%, crecimiento que en el interior del país fue de 11% y en la Costa Caribe de solo un 1%. Lo anterior conllevó a que el interior del país presentara, en 2010, una participación del 57% del total del volumen de gas transportado, siendo el de la Costa Caribe un 43%.

Gas transportado en el país



Capacidades del sistema nacional de transporte - Mpcd

Empresa	Tramos	2011 Por tramos	2011 Entradas al sistema	2014 Por tramos	2014 Entradas al sistema
Transmetano	Sebastopol – Medellín	72,5		72,5	
Progasur	Guando, Melgar - Fusagasuga	0,6	0,6	0,6	0,6
	Al Sur Neiva - Hobo (Huila)	4	4	3,7	4
	Flandes - Girardot - Ricaurte	1,3		1,3	
	Cali – Popayán	0		3,7 (*)	
	Sardinata – Cúcuta	0		4	4 (*)
TGI	Ballena - Barrancabermeja	260	260	260	260
	Barrancabermeja - Sebastopol	225		225	
	Sebastopol - Vasconia	225		225	
	Vasconia - La Belleza	132		222 (*)	
	La Belleza - Cogua	110		110	
	Vasconia - Mariquita	192		192	
	Mariquita - Gualanday	17	15	17	15
	Neiva - Gualanday	17		17	
	Montañuelo - Gualanday	13		13	
	La Belleza - El Porvenir	210		210	
	Cusiana - El Porvenir	280	280	390	390 (*)
	GBS	76		76	
	Apiay - Villavicencio - Ocoa	12		12	
	Apiay - Usme	17,3	17,3	17,3	17,3
	Mariquita - Pereira	168		168	
	Pereira - Armenia	168		168	
	Armenia - Cali	168		168	
	Cogua - Mosquera	95		95	
Subtotal			**576**		**691**

(*) Capacidades que entrarán en 2011.
Fuente: UPME.

Capacidades del sistema nacional de transporte - Mpcd

Empresa	Tramos	2011 Por tramos	2011 Entradas al sistema	2014 Por tramos	2014 Entradas al sistema
Transgastol	Buenos Aires - Ibagué	7,4		7,4	
	Chicoral - Flandes	7,9		7,9	
	Flandes - Guandó	6,9		6,9	
Transoriente	Barrancabermeja - Payoa	50		50	
	Payoa - Bucaramanga	50		50	
	Gibraltar - Bucaramanga	0		45	45(*)
Transoccidente	Cali - Yumbo	68		68	
Promigas	Ballena - La Mami	534,5	535	534,5	535
	La Mami - Barranquilla	533,5		534	
	Barranquilla - Cartagena	240		240	
	Cartagena - Sincelejo	91		135 (**)	
	Sincelejo - Jobo	25		25	
Total capacidad de entrada			**1.111**		**1.270**

(*) Capacidades que entrarán en 2011, (**) 2013
Fuente: UPME.

La capacidad existente del sistema nacional de transporte del país es de 1.111 Mpcd y se proyecta que para el año 2014 se incremente en 159,3 Mpcd, alcanzando una capacidad máxima de 1.270 Mpcd. Esta capacidad se logra en tres proyectos: 1) Segunda fase de la expansión desde Cusiana, con una ampliación de la capacidad en 110 Mpcd, 2) Habilitación del gasoducto que transportará el gas de Gibraltar, 45 Mpcd, y 3) Habilitación del gasoducto Sardinata - Cúcuta, con 4,3 Mpcd.

Distribución y Comercialización

Cobertura

Cobertura del gas natural

Concepto	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Empresas distribuidoras	23	27	28	22%	2%
Poblaciones atendidas	191	403	565	196%	11%
Población potencial	4.674.892	5.842.367	7.542.014	61%	5%
Residencial anillados	N.D.	4.750.124	7.071.731	100%	8%
Usuarios conectados	2.182.928	3.882.921	5.767.942	164%	10%
Residenciales	2.158.967	3.821.905	5.665.394	162%	10%
Estrato 1, 2 y 3	1.810.559	3.248.227	4.799.496	165%	10%
Estrato 4, 5 y 6	348.408	573.678	865.898	149%	10%
Comerciales	22.138	58.201	99.205	348%	16%
Industriales	1.822	2.815	3.343	83%	6%

Cobertura residencial

Potencial	N.D.	81%	94%
Efectiva	47%	65%	75%

Fuente: Minminas.

En la última década se destaca el crecimiento sostenido que los usuarios de gas natural han presentado en este periodo con la entrada de 374 poblaciones nuevas con suministro. Se llegó, a finales del año 2010, a una cobertura efectiva del 75%, que comparada con la del año 2000, un 47%, muestra claramente el desarrollo que el sector gas presentó durante estos diez años.

Colombia - Población con gas natural

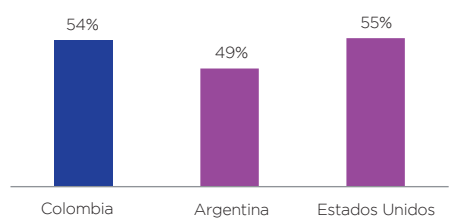
Concepto	2000	2005	2010
Usuarios residenciales con gas natural	2.158.967	3.821.905	5.665.394
Población total país	40.800.000	42.888.594	45.590.000
Viviendas	9.714.286	10.070.520	10.460.161
Promedio de habitantes por vivienda	4,2	4,3	4,4
Población con gas natural	9.067.662	16.276.829	24.692.288
% Población con gas natural	22%	38%	54%

Fuente: DANE, CENAC.

Durante el periodo se conectaron 358 mil usuarios promedio año, cifra importante si se compara con países como Argentina con una población de 40 MM de habitantes, cuyo promedio fue de 157 mil usuarios, y Estados Unidos con una población de 309 MM de habitantes y un promedio de 709 mil usuarios.

El hecho de que un 54% de los colombianos tenga acceso al servicio de gas natural en 2010, comparado con un 22% en el año 2000, es un reflejo del innegable progreso logrado en el siglo XXI.

Población con gas natural - 2010



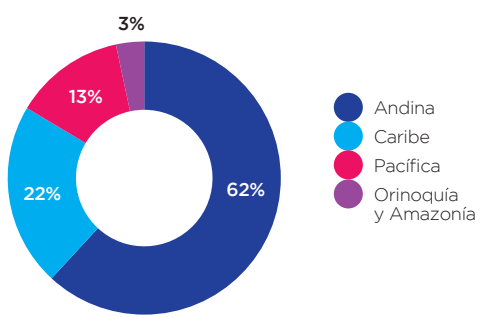
Usuarios de gas natural por región

Región	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**2.262.130**	**3.998.821**	**5.767.942**	Andina 3.568.777; Caribe 1.251.299; Pacífica 755.349; Orinoquía y Amazonía 192.517	**155%**	**10%**
Andina	1.321.339	2.456.927	3.568.777	Bogotá 1.590.163; Antioquia 566.501; Otros 1.412.113	170%	10%
Caribe	730.734	960.892	1.251.299	Atlántico 436.354; Bolívar 253.836; Otros 561.109	71%	6%
Pacífica	130.855	465.102	755.349	Cauca 27.382; Valle 727.967	477%	19%
Orinoquía y Amazonía	79.202	115.900	192.517	Meta 126.743; Casanare 45.484; Otros 20.290	143%	9%

0% 20% 40% 60% 80% 100%

Fuente: Minminas.

Usuarios por región - 2010



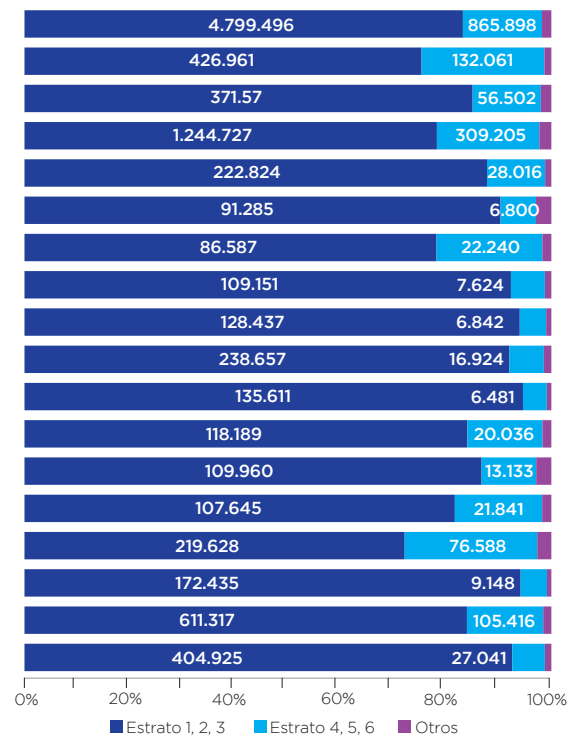
Para el año 2010, la cifra total de usuarios con servicio disponible de gas natural aumentó en 3.585.014 con respecto a 2000, registrando un crecimiento promedio anual del 10%.

Las regiones del país con mayor número de usuarios son Andina y Caribe, con participaciones del 62% y 22% respectivamente. La primera de ellas está liderada por Bogotá, quien cuenta con una participación del 45% del total de usuarios de la región. Caribe, por su parte, la encabeza el departamento del Atlántico, con una participación en la región del 35%.

Es importante destacar los crecimientos del periodo 2000-2010 que mostraron las regiones Pacífica y Orinoquía y Amazonía. En esta última se resalta el ingreso del departamento del Caquetá con 18. 988 nuevos usuarios.

Usuarios de gas natural por departamentos

Departamento	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**2.182.928**	**3.882.921**	**5.767.942**	4.799.496 / 865.898	**164%**	**10%**
Antioquia	17.791	195.405	566.501	426.961 / 132.061	3.084%	41%
Atlántico	290.796	359.920	436.354	371.57 / 56.502	50%	4%
Bogotá D.C.	732.357	1.221.520	1.590.163	1.244.727 / 309.205	117%	8%
Bolívar	154.419	201.423	253.836	222.824 / 28.016	64%	5%
Boyacá	23.544	59.483	101.028	91.285 / 6.800	329%	16%
Caldas	16.900	64.860	110.718	86.587 / 22.240	555%	21%
Cesar	41.618	80.670	118.224	109.151 / 7.624	184%	11%
Córdoba	70.188	95.919	136.627	128.437 / 6.842	95%	7%
Cundinamarca	59.929	147.252	259.285	238.657 / 16.924	333%	16%
Huila	62.144	102.909	143.330	135.611 / 6.481	131%	9%
Magdalena	80.185	101.718	140.590	118.189 / 20.036	75%	6%
Meta	63.973	91.683	126.743	109.960 / 13.133	98%	7%
Risaralda	16.341	68.022	131.782	107.645 / 21.841	706%	23%
Santander	229.558	252.440	304.363	219.628 / 76.588	33%	3%
Tolima	67.569	114.845	183.100	172.435 / 9.148	171%	10%
Valle	130.883	465.102	727.967	611.317 / 105.416	456%	19%
Otros	124.732	259.750	437.331	404.925 / 27.041	251%	13%



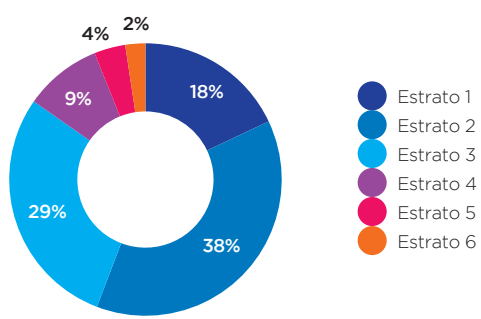
Fuente: Minminas.
Nota: Los departamentos incluidos en otros, son los que tienen menos de 100.000 usuarios.

Usuarios de gas natural residenciales

Estrato	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**2.158.967**	**3.821.905**	**5.665.394**	4.419.363 / 1.246.031	**162%**	**10%**
Estrato 1	250.669	580.629	1.018.630	823.588 / 195.041	306%	15%
Estrato 2	709.179	1.416.263	2.142.951	1.652.992 / 489.959	202%	12%
Estrato 3	850.710	1.251.335	1.637.915	1.253.693 / 384.222	93%	7%
Estrato 4	211.650	341.404	520.671	421.575 / 99.096	146%	9%
Estrato 5	77.021	142.212	210.311	154.236 / 56.075	173%	11%
Estrato 6	59.737	90.062	134.916	113.278 / 21.638	126%	8%

Fuente: Minminas.

Usuarios por estrato - 2010



El porcentaje de participación de los usuarios residenciales de gas natural, sobre el total de usuarios conectados del país, se ha mantenido en un 98% a lo largo de estos últimos 10 años.

Las cifras obtenidas de los estratos 1, 2 y 3, nos corroboran que estos siguen siendo los de mayor participación en el sector residencial, juntos tienen una participación del 83% sobre el total de los usuarios residenciales de gas natural de Colombia.

Gasoductos virtuales

Este sistema, dado a conocer en Colombia a comienzos del año 2009, cuando Gases de Occidente benefició con gas natural al municipio Santander de Quilichao, en el departamento del Cauca, ha permitido llevar el servicio de este combustible a poblaciones donde por su ubicación geográfica, era casi imposible suministrarlo.

Hoy se siguen desarrollando proyectos para desafiar el crecimiento vegetativo y facilitar el suministro de gas a más poblaciones. En este capítulo se detallarán los proyectos en curso o a desarrollar por parte de las diferentes distribuidoras de gas natural del país:

Gases de Occidente

Esta empresa es una de las primeras en el país en implementar este sistema, invirtiendo cerca de 14.000 $MM en la construcción y la adecuación de estos gasoductos. Los municipios que GDO atiende por medio de este sistema son: Santander de Quilichao, Villa Rica y Puerto Tejada en el departamento del Cauca y Buenaventura en el departamento del Valle.

EPM

Esta empresa proyectó inversiones cercanas a los 37.000 $MM, a desarrollarse entre los años 2009 y 2011.

Los municipios que atiende por medio de gasoductos virtuales son: La Ceja, El Retiro, La Unión, El Peñol, Guatapé, San Pedro, Don Matías, Santa Rosa de Osos y Yarumal.

Efigas

La empresa distribuidora en el Eje Cafetero se suma a esta nueva propuesta de suministro de gas, llevándolo a muchas más poblaciones. Los municipios a atender son: Aranzazu, Salamina, Pácora, Aguadas, Viterbo, Anserma, Riosucio, Supía, Belalcázar, Risaralda y San José, ubicados en el departamento de Caldas.

El gas a distribuir por Efigas, a través de gasoductos virtuales, será una mezcla de aproximadamente 60% gas proveniente de Cusiana y 40% gas proveniente de La Guajira.

Consumos proyectados - Mm^3

Sector	2011	2012	2013	2014	2015
Residencial	5,4	6,8	7,4	7,6	7,8
Comercial	0,3	0,5	0,5	0,6	0,6
Total	**5,8**	**7,2**	**7,9**	**8,2**	**8,4**

Fuente: Efigas.

Surtigas

Esta distribuidora comenzó su incursión en el sistema de gasoductos virtuales en el año 2010 y espera culminar el año 2011, con cerca de 141.000 usuarios conectados por medio de este sistema.Con esto, Surtigas consolida su presencia en su zona de influencia: Bolívar, Córdoba, Sucre y en contados municipios de departamentos como Antioquia y Magdalena.

Esta empresa adelanta una serie de proyectos que dará inicio en el presente año (2011), por esto, a continuación se detallan los seis Mercados Relevantes Virtuales (MRV) que espera atender, los cuales están compuestos por las poblaciones relacionadas en el siguiente cuadro:

- En el MRV No. 1, han ingresado cuatro poblaciones con suministro de gas natural.
- Para el MRV No. 2 y el MRV No. 3, se espera dar inicio a la prestación del servicio en el mes de mayo de 2011.
- El MRV No. 4 y el MRV No. 5, tienen las tarifas en trámite ante la CREG y desarrollando permisos para la rotura de vías.
- El MRV No. 5 y el MRV No. 6, se encuentran en etapa de estructuración tarifaria.

Proyectos de gasificaciones virtuales - Surtigas

	MRV1	MRV2	MRV3	MRV4	MRV5	MRV6	Total
Usuarios	35.000	8.000	11.000	40.000	25.000	22.000	**141.000**
Departamento	Córdoba	Bolívar	Magdalena	Antioquia	Antioquia	Antioquia	
Municipios	**11**	**6**	**1**	**5**	**1**	**7**	**31**
	Tierralta Valencia San Bernardo Tarazá Cáceres Los Córdobas Puerto Escondido Canalete Puerto Libertador San José de Ure Moñitos	Zambrano Mahates Córdoba Tetón Sincerín San Cayetano Malagana	Plato	Chigorodó Carepa Necoclí Arboletes Turbo	Apartadó	Yolombó Santa Rosa de Osos Entrerios Don Matías El Bagre Zaragoza Santo Domingo	

Año	Demanda - Mpcd						
1	0,06	0,08	0,03	0,10	0,08	0,04	**0,39**
2	0,20	0,16	0,08	0,12	0,10	0,05	**0,71**
3	0,46	0,21	0,11	0,30	0,20	0,15	**1,43**
4	0,55	0,25	0,13	0,51	0,33	0,27	**2,04**
5	0,60	0,27	0,15	0,62	0,36	0,35	**2,35**
6	0,61	0,28	0,16	0,70	0,38	0,41	**2,54**

Fuente: Surtigas.

Otras distribuidoras

Existen otras distribuidoras que de igual manera han adelantado solicitudes tarifarias ante la CREG, para llevar a cabo la distribución de gas natural por medio de gasoductos virtuales:

- Alcanos de Colombia
  Atenderá los municipios de Rionegro, Marinilla, Santuario y Guarne (Antioquia).
- Sur Colombiana de Gas
  Atenderá los municipios de: Agrado, Altamira, Guadalupe, Pital y Suaza (Huila).
- Gas Natural de Nariño, Alcanos y Montagas:
  San Juan de Pasto (Nariño).

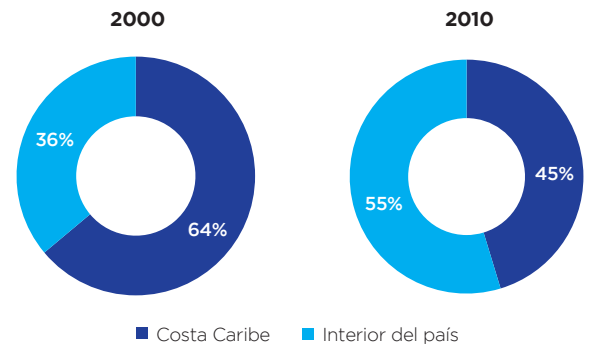
Demanda

Demanda de gas natural - Mpcd

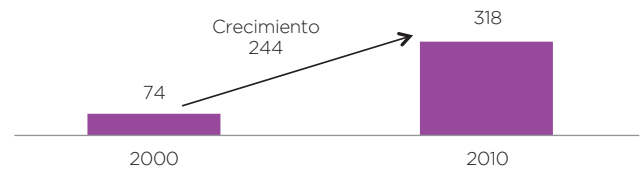
Concepto		2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Costa Caribe		**360**	**323**	**390**	**8%**	**0,81%**
Eléctrico		216	156	230	7%	1%
Otros sectores		**144**	**167**	**160**	**11%**	**1%**
Industria y comercio		94	111	97	3%	0%
Residencial		19	22	24	27%	2%
Petroquímico		8	8	11	44%	4%
Refinerías		15	12	12	(18%)	(2%)
GNV		8	13	16	88%	7%
Interior del país		**203**	**314**	**471**	**132%**	**9%**
Eléctrico		26	33	65	148%	9%
Otros sectores		**177**	**281**	**406**	**130%**	**9%**
Industria y comercio		36	124	177	395%	17%
Residencial		37	65	85	128%	9%
Petroquímico		3	2	1	(65%)	(10%)
Refinerías		100	70	87	(13%)	(1%)
GNV		1	20	56	8.852%	57%
Demanda nacional	**Mpcd**	**563**	**637**	**861**	**53%**	**4%**
	Mm³	**5.816**	**6.586**	**8.899**		
Exportaciones - Mpcd		0	0	156	100%	3%
Total demanda	**Mpcd**	**563**	**637**	**1.017**	**81%**	**6%**
	Mm³	**5.816**	**6.586**	**10.506**		

Fuente: UPME.

Demanda de gas natural



Interior del país
Consumo Mpcd: Industrial, comercial, GNV y residencial



Las iniciativas de inversión apoyadas en regulación permitieron e incentivaron el crecimiento en el consumo del interior del país, siendo el desarrollo de este mercado uno de los principales logros del siglo XXI.

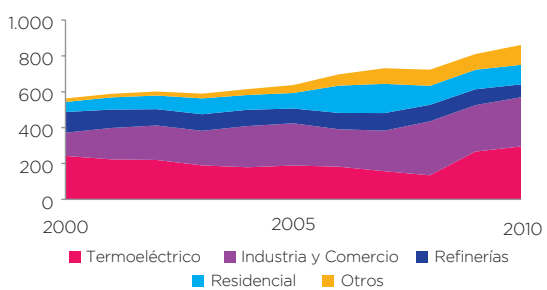
Demanda nacional de gas natural - Mpcd

Sector		2000	2005	2010	Demanda por regiones - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Total	**Mm³**	**5.816**	**6.586**	**8.899**		**53%**	**4%**
	Mpcd	**563**	**637**	**861**	45 / 55		
Termoeléctrico		242	189	295	78 / 22	22%	2%
Industria y comercio		130	235	274	35 / 65	111%	8%
Residencial		56	87	109	22 / 78	94%	7%
Refinerías		115	82	99	12 / 88	(14%)	(1%)
GNV		9	33	72	22 / 78	690%	23%
Petroquímico		11	11	12	92 / 8	14%	1%

Fuente: UPME..

Costa Caribe Interior del país

Demanda nacional de gas natural - Mpcd



El sector termoeléctrico lideró el consumo de gas natural en 2010, como consecuencia del fenómeno de El Niño que afectó al país durante el primer semestre de este año.

A diferencia de las fluctuaciones que presenta el sector termoeléctrico en su consumo, por las razones anteriormente expuestas, sectores como: industria y comercio, residencial y GNV, muestran crecimientos sostenidos durante la mayor parte de la década.

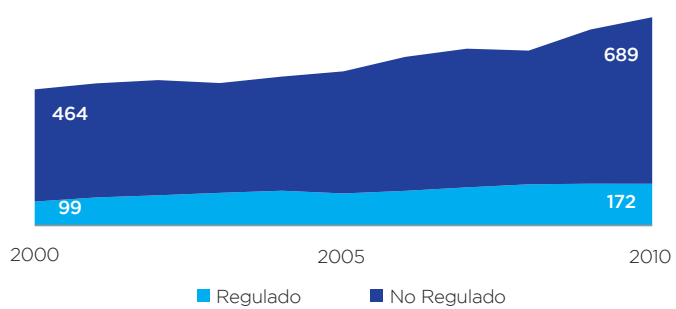
Aun cuando el sector GNV en los dos últimos años ha disminuido levemente su consumo, es el sector de mayor incremento porcentual en el periodo en estudio.

Demanda nacional de gas natural - Mpcd

Mercado	2000		2005		2010		Variación 2000 - 2010	
	Mpcd	Mm³	Mpcd	Mm³	Mpcd	Mm³	Periodo	Promedio anual
Total	**563**	**5.816**	**637**	**6.586**	**861**	**8.899**	**53%**	**4%**
Regulado	99	1.022	133	1.370	172	1.783	74%	6%
Residencial	56	581	87	896	108	1.118	93%	7%
No Residencial	43	441	46	474	64	665	51%	4%
No Regulado	464	4.794	505	5.217	689	7.116	48%	4%

Fuente: CREG, SUI.

Demanda nacional de gas natural - Mpcd



El crecimiento promedio anual del 7% en los últimos 10 años del consumo residencial, es una de las mejores muestras del trabajo juicioso de la totalidad de los agentes del sector, tanto públicos como privados. Es una cifra, entre otras, que demuestra que la tarea se está haciendo correctamente.

En la Región Caribe se observan fluctuaciones en la demanda de gas natural en el mercado regulado entre los años 2000 y 2010, esto como consecuencia de la normativa que disminuyó el tope de consumo para establecer la calidad de usuario no regulado de 500.000 Pcd a 100.000 Pcd, lo que ocasionó el traslado al mercado no regulado de usuarios industriales que pertenecian al mercado regulado.

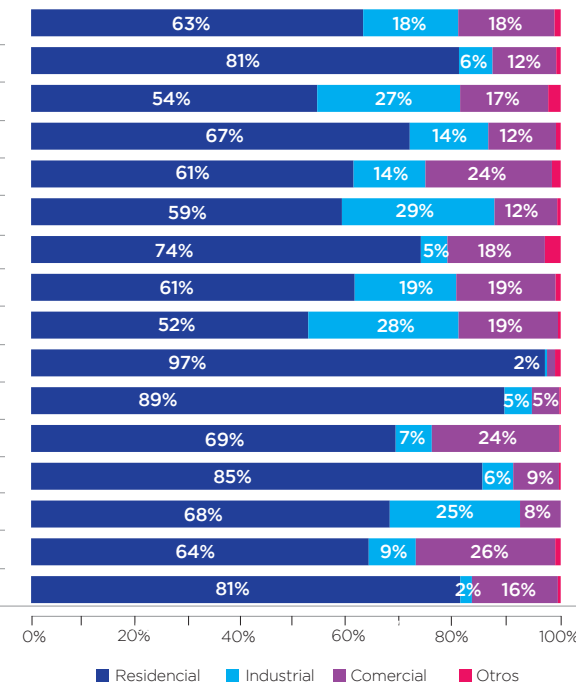
Demanda nacional de gas natural en el mercado regulado - Mm³

Región	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010	
				Periodo	Promedio anual
Andina	531	862	1.158	118%	8%
Caribe	419	362	400	(4%)	(0,4%)
Orinoquía y Amazonía	23	27	40	77%	6%
Pacífica	50	118	184	267%	14%
Total	**1.022**	**1.370**	**1.783**	**74%**	**6%**

Fuente: SUI.

Demanda nacional de gas natural en el mercado regulado - Mm³

Empresa	2000	2005	2010	Mercado regulado	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**1.022**	**1.370**	**1.783**		**74%**	**6%**
Alcanos de Colombia	47	78	95		100%	7%
EPM	34	81	172		404%	18%
Efigas	26	55	47		78%	6%
Gas Natural	308	480	641		108%	8%
Gases del Caribe	251	208	217		(13%)	(1%)
Gases de La Guajira	11	13	19		70%	5%
Gases de Occidente	50	118	182		263%	14%
Gas Natural Cundiboyacense	4	38	100		2.456%	38%
Gases del Oriente	3	15	17		403%	18%
Gasoriente	87	83	60		(31%)	(4%)
Gasnacer	3	8	11		239%	13%
Llanogas	23	33	26		15%	1%
Metrogas	17	18	20		19%	2%
Surtigas	153	133	154		1%	0,1%
Otras distribuidoras	3	9	21		645%	22%



Fuente: SUI.

Gas Natural Vehicular

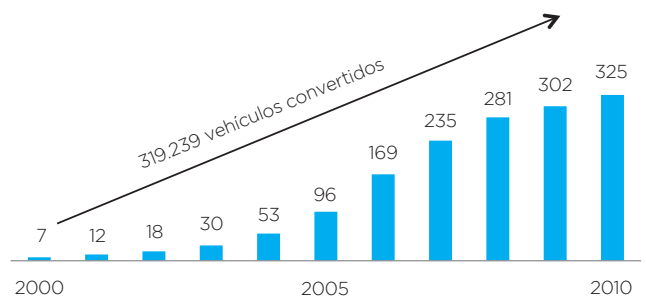
Vehículos convertidos a GNV

Ciudad	2000	2005	2010	Conversiones Periodo 2000 - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Armenia	112	1.644	5.495	5.495	4.806%	48%
Barranquilla	3.366	15.153	33.854	30.706	906%	26%
Bogotá	866	32.495	107.117	107.026	12.269%	62%
Bucaramanga	40	5.084	16.159	16.159	40.298%	82%
Cali	0	10.134	39.972	39.972	100%	84%
Cartagena	1.177	6.080	14.851	13.935	1.162%	29%
Ibagué	0	1.532	7.373	7.373	100%	113%
Medellín	0	9.906	33.048	33.048	100%	55%
Montería	306	2.142	5.715	5.453	1.768%	34%
Neiva	85	1.048	3.883	3.800	4.468%	47%
Pereira	0	1.192	9.905	9.905	100%	86%
Santa Marta	577	2.995	7.172	6.613	1.143%	29%
Sincelejo	230	1.233	3.352	3.135	1.357%	31%
Villavicencio	0	2.432	9.681	9.681	100%	67%
Otras ciudades	0	2.847	26.938	26.938	100%	98%
Total	**6.759**	**95.917**	**324.515**	**319.239**	**4.701%**	**47%**

Fuente: Minminas, Gazel.

Los vehículos convertidos a gas natural, durante el periodo 2000 - 2010, tuvieron un crecimiento promedio anual del 47%, convirtiéndose en este lapso 319.239.

Vehículos convertidos a GNV
Cifras en miles

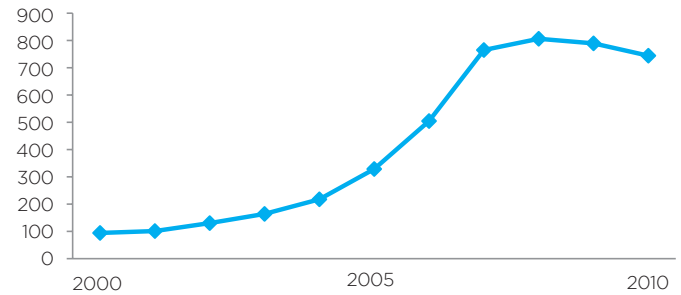


Consumo de GNV - Mm³

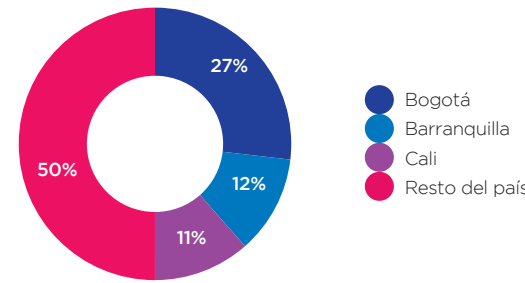
Ciudad	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Armenia	0,1	7	15	20.222%	70%
Barranquilla	44	65	87	98%	7%
Bogotá	4	83	200	5.508%	50%
Bucaramanga	4	24	32	722%	23%
Cali	0	30	86	100%	45%
Cartagena	17	37	37	120%	8%
Ibagué	0	2	25	100%	58%
Medellín	0	30	56	100%	38%
Montería	3	6	11	280%	14%
Neiva	0,7	5	12	1.752%	34%
Pereira	0	3	18	100%	51%
Santa Marta	2	13	21	1.164%	29%
Sincelejo	1	6	9	742%	24%
Villavicencio	0	10	30	100%	40%
Otras ciudades	0	8	49	100%	36%
Ajuste cifras UPME	20	16	57	187%	11%
Total	**94**	**344**	**744**	**690%**	**23%**

Fuente: Gazel.

Consumo de GNV - Mm³



Consumo de GNV - 2010



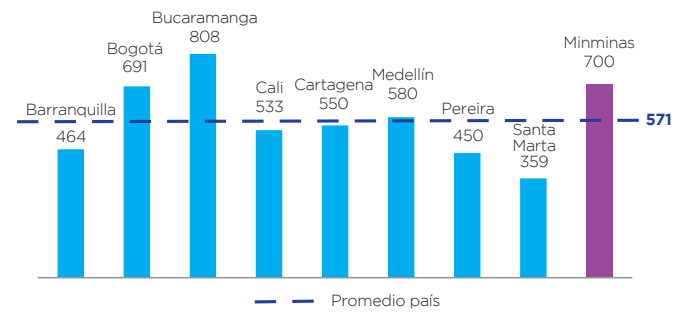
El consumo de GNV ha tenido, durante la última década, un crecimiento promedio anual del 23% aproximadamente; sin embargo, en los últimos dos años de esta, el consumo comenzó a disminuir en cerca de 4% promedio por año. Fuentes consultadas afirman que esta disminución se debe principalmente a que en la actualidad solo se encuentran consumiendo gas 220.000 vehículos, 68% de los 324.515 convertidos.

Estaciones de servicio de GNV

Ciudad	2000	2005	2010	Aperturas nuevas EDS 2000 - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Armenia	1	3	8	8	700%	23%
Barranquilla	13	33	73	60	462%	19%
Bogotá	3	29	155	154	5.067%	48%
Bucaramanga	1	6	20	20	1.900%	35%
Cali	0	14	75	75	100%	50%
Cartagena	4	14	27	23	575%	21%
Ibagué	0	2	15	15	100%	57%
Medellín	0	10	57	57	100%	45%
Montería	1	3	9	8	800%	25%
Neiva	1	4	10	9	900%	26%
Pereira	0	2	22	22	100%	56%
Santa Marta	1	5	20	19	1.900%	35%
Sincelejo	1	2	9	8	800%	25%
Villavicencio	0	4	18	18	100%	44%
Otras ciudades	0	10	50	50	100%	28%
Total	**26**	**141**	**568**	**546**	**2.085%**	**36%**

Fuente: Gazel.

Vehículos/Estaciones



Durante la última década se abrieron 542 nuevas estaciones de servicio de GNV, es decir, en promedio se incrementaron en un 36% anualmente, para llegar a 568, a diciembre de 2010.

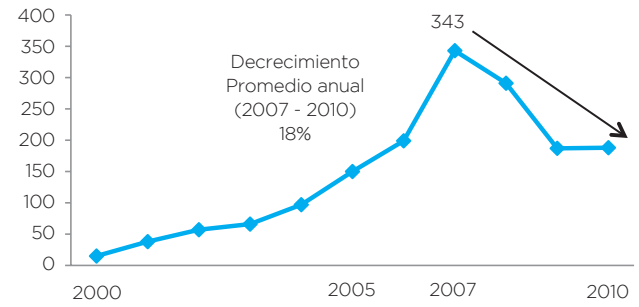
De acuerdo con el índice determinado por el Ministerio de Minas y Energía, donde se establece que deben ser atendidos 700 vehículos/estación, Bucaramanga es la única ciudad que se encuentra por encima de este índice. En el país se están atendiendo en promedio 571 vehículos/estación.

Talleres de conversión

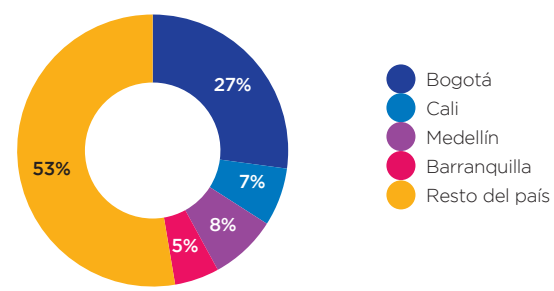
Ciudad	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Armenia	0	5	4	100%	8%
Barranquilla	3	11	10	233%	13%
Bogotá	6	49	51	750%	24%
Bucaramanga	1	4	7	600%	21%
Cali	0	12	13	100%	18%
Cartagena	1	6	7	600%	21%
Ibagué	0	4	7	100%	32%
Medellín	0	20	15	100%	20%
Montería	1	4	5	400%	17%
Neiva	1	3	4	300%	15%
Pereira	0	1	7	100%	32%
Santa Marta	1	2	5	400%	17%
Sincelejo	1	4	3	200%	12%
Villavicencio	0	4	9	100%	16%
Otras ciudades	0	21	41	100%	34%
Total	**15**	**150**	**188**	**1.153%**	**29%**

Fuente: Gazel.

Talleres de conversión a GNV



Talleres de conversión a GNV 2010



Los talleres de GNV presentaron un crecimiento importante durante la última década; sin embargo, entre 2007 y 2010 se cerraron 155 en todo el país. El nivel alcanzado en 2007, 343, se logró principalmente por la necesidad de responder a la demanda determinada por el auge presentado a inicios de la década y que hoy se orienta hacia la búsqueda de un equilibrio con los nuevos requerimientos del sector.

Las ciudades con mayor número de talleres en el país son: Bogotá, Medellín y Cali, en las cuales dejaron de funcionar 84 talleres, en el periodo 2007 – 2010.

GNV: Una utilización alternativa de combustible

La Universidad de los Andes, evidenciando el problema creciente que representa la contaminación del aire para las ciudades del mundo en desarrollo y siendo este uno de los mayores desafíos ambientales que existe en la actualidad, realizó un estudio que se presentó en el evento Naturgas 2011, en el que analiza las ventajas y los desafíos asociados al uso del GNV, en reemplazo del ACPM en el transporte público masivo. En dicho estudio se presenta al GNV como la alternativa ideal para disminuir la problemática existente en materia ambiental.

Utilización alternativa de combustible: ACPM o GNV
Transporte público masivo

Tipo de vehículo analizado	Vida útil (años)	Factor de actividad (Km/año)
Bus padrón	10	65.000
Bus articulado	13	75.000

Fuente: Universidad de los Andes.

El estudio demuestra que tanto por razones ambientales, como económicas, es beneficioso e indicado fomentar y masificar el uso del GNV en el transporte público masivo. Se evalúa el desempeño ambiental de los buses utilizando ACPM y GNV, y, al mismo tiempo, la valoración económica de la utilización de los dos combustibles.

Utilización alternativa de combustible: ACPM o GNV
Transporte público masivo
Enfoque del estudio

Desempeño ambiental	Valoración económica
• Emisión de gases y partículas contaminantes	• Costo inicial de inversión
• Evaluación de la exposición personal	• Costo de combustible
	• Costo de mantenimiento

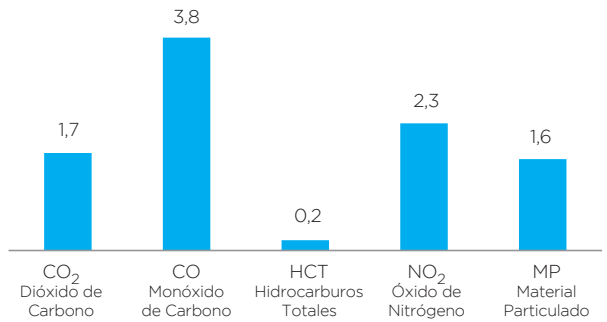
Fuente: Universidad de los Andes.

Desempeño ambiental (g/GJ)
Emisión de particulas contaminantes

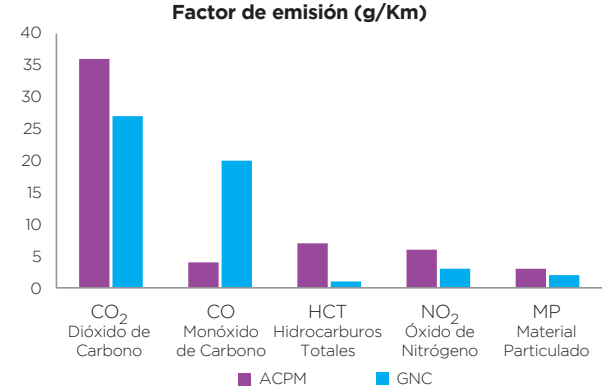
Etapa	CO_2 (Dióxido de carbono)	CO (Monóxido de carbono)	NO_2 (Óxido de nitrógeno)	HCT (Hidrocarburos totales)	MP (Material particulado)
		ACPM			
Total	**7.110**	**5,3**	**41**	**100,4**	**1,3**
Extracción - Producción	7.000	5,0	40	100,0	1,2
Distribución	110	0,3	1	0,4	0,1
		GNV			
Total	**4.100**	**1,4**	**224**	**44,4**	**0,8**
Extracción - Producción	1.500	1,0	20	13,0	0
Distribución	0	0	198	16,0	0
Abastecimiento	2.600	0,4	6	15,4	0,8

Fuente: Universidad de los Andes.
g/GJ: Gramo contaminante por giga julio de combustible consumido.

Emisiones de ACPM/GNV



Emisiones durante la combustión
Factor de emisión (g/Km)



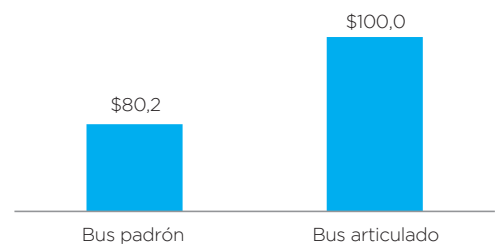
Evaluando el desempeño ambiental, desde la perspectiva que representa el problema creciente de la contaminación y conociendo de antemano que la principal complicación de este radica en el material particulado, se calcula que si el 50% de la flota de transporte público de Bogotá migrara hacia el GNV, se lograría una reducción de 2.000 toneladas de dicho material durante la vida útil de los vehículos (aproximadamente 10 años).

Valoración económica - VPN ($/km)
Transporte público masivo

Tipo de vehículo analizado	Inicial (Adquisición)	Combustible	Operación y Mantenimiento	Total
Costos utilizando ACPM				
Bus padrón	170	640	160	**970**
Bus articulado	310	770	300	**1.380**
Costos utilizando GNV				
Bus padrón	260	510	120	**890**
Bus articulado	330	700	250	**1.280**

Fuente: Universidad de los Andes.

Alternativa de combustible: ACPM o GNV
Ahorro potencial ($/km)



Desde el punto de vista económico, esa transición hacia el uso del GNV generaría un ahorro estimado en los costos totales por kilómetro recorrido de $80 para los buses padrón y de $100 para los buses articulados.

Este estudio confirma, una vez más, que el GNV sigue siendo una de las mejores opciones en combustible, pues los costos en que se incurre son mucho menores a los de cualquier otro combustible. Adicional a esto, los beneficios ambientales son palpables, ya que el estudio afirma que este hidrocarburo es menos contaminante que los demás.

Precios y Tarifas

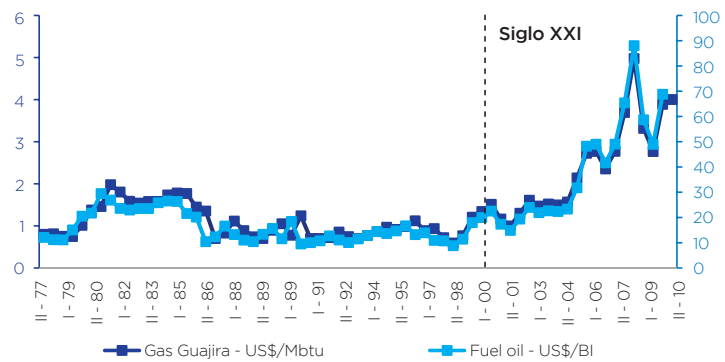
Gas en Boca de Pozo

Precios máximos de gas natural en Boca de Pozo - US$/Mbtu

Concepto	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
La Guajira					
Febrero - Julio	1,21	1,57	3,89	222%	12,4%
Agosto - Diciembre	1,34	2,14	4,00	198%	11,5%
Cusiana					
Julio		1,42	2,20	100%	5,8%
Diciembre		1,43	2,35	100%	6,7%

Fuente: CREG, SSPD.

Precios gas Guajira vs fuel oil



La mayoría del gas consumido en Colombia proviene de los pozos de La Guajira y Cusiana. A partir de febrero de 2006 entró en vigencia la Resolución CREG 119 de 2005, con la que se actualizó el esquema de precios del gas extraido de La Guajira. Anteriormente era utilizado el de la Resolución CREG 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural.

Es importante destacar que desde diciembre de 2010 se comenzaron a ajustar estos precios utilizando el índice "Platts US Gulf Coast Residual Fuel No. 6 1.0% sulfur fuel oil" según lo establecido en la CREG 187 del 2010.

La variación en los precios del gas de La Guajira se explica mediante los cambios en los precios de fuel oil (refleja los precios internacionales del petróleo), ya que la regulación define así el esquema que ajusta el precio máximo del gas producido en este campo. Durante el siglo XXI se alcanzaron los precios más altos en la historia del país, ocasionando un crecimiento en las tarifas a usuario final que afectó la competitividad del gas natural.

En junio de 2006, la planta de tratamiento de gas de Cusiana alcanzó una capacidad superior a los 180 Mpcd. A partir de ese momento y en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2005, el precio del gas de Cusiana no está sujeto a un tope máximo.

Componentes tarifarios

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

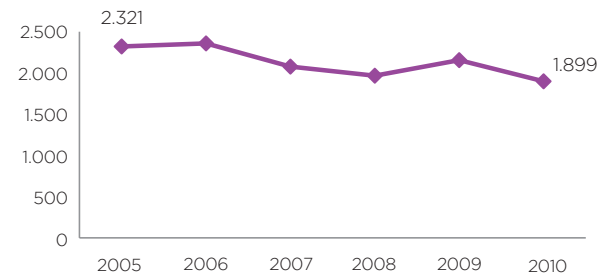
Empresa	dic-05	dic-10	Variación Periodo	Variación Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	167	318	90%	14%
Gas Natural Cundiboyacense	141	317	125%	18%
Gas Natural	116	302	160%	21%
Gases del Caribe	170	291	72%	11%
Metrogas	182	290	60%	10%
Promedio aritmético	**156**	**270**	**73%**	**12%**
Gases de La Guajira	169	289	71%	11%
Surtigas	170	279	65%	10%
EPM	172	270	57%	9%
Gasoriente	172	258	50%	8%
Gases de Occidente (*)	143	248	73%	12%
Llanogas	124	204	65%	11%
Efigas	146	178	22%	4%

Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y se ubica de acuerdo con el resultado obtenido y su relación frente a las cifras de 2010.

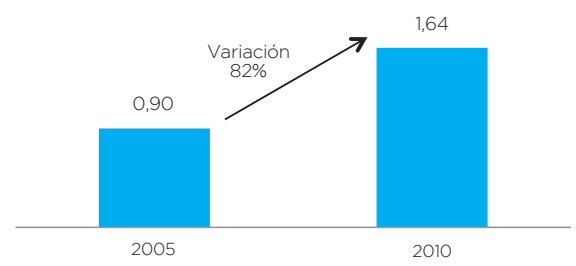
(*) Las tarifas están ponderadas en ASE y ASNE.

Fuente: SSPD.

TRM promedio - Scol/US$



Fuel oil - US$/Gl



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

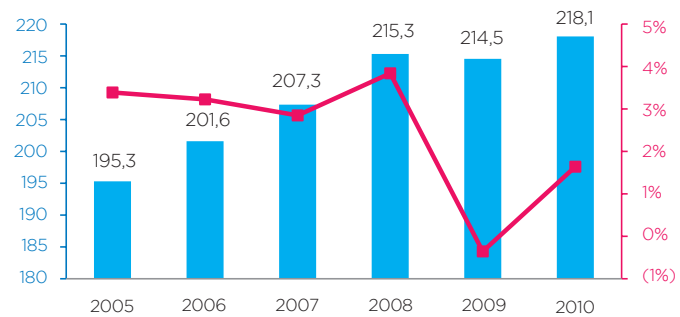
Empresa	dic-05	dic-10	Variación Periodo	Variación Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	185	233	26%	5%
Gases de Occidente (*)	184	206	12%	2%
EPM	181	192	6%	1%
Metrogas	177	182	3%	1%
Llanogas	123	168	37%	6%
Gas Natural	107	163	53%	9%
Efigas	125	141	13%	3%
Promedio aritmético	**119**	**144**	**21%**	**4%**
Surtigas	59	123	107%	16%
Gas Natural Cundiboyacense	96	103	8%	2%
Gases del Caribe	51	84	64%	10%
Gasoriente	106	71	(33%)	(8%)
Gases de La Guajira	41	63	53%	9%

Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y se ubica de acuerdo con el resultado obtenido y su relación frente a las cifras de 2010.

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

Fuente: SSPD.

IPP



El componente de transporte de la tarifa a usuario final es el resultado de:

- La modalidad contractual pactada por el distribuidor – comercializador.
- Variación del IPP (2005 – 2010): 12%.
- Variación del IPC (2005 – 2010): 25%.
- Variación de la TRM (2005 – 2010): (18%).

Cargo de distribución Dt o Dm - $/m³

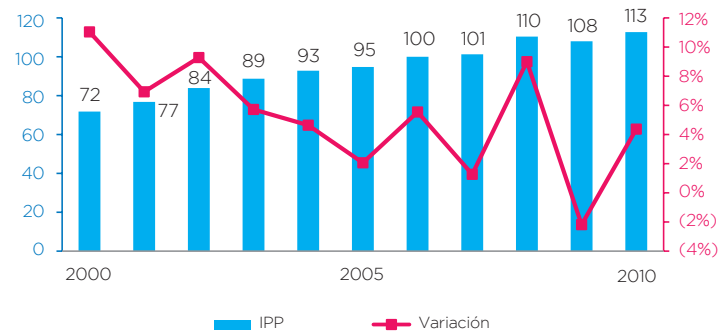
Empresa	dic-00	dic-05	dic-10	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Surtigas	205	310	397	93%	7%
Gases de La Guajira	245	331	369	51%	4%
Gasoriente	169	242	347	106%	7%
Alcanos de Colombia (*)	217	359	339	56%	5%
Llanogas	196	264	315	61%	5%
Promedio aritmético	**174**	**234**	**293**	**69%**	**5%**
Gases del Caribe	187	161	307	64%	5%
Metrogas	169	193	305	81%	6%
Efigas	124	239	304	146%	9%
Gas Natural	208	267	290	40%	3%
Gases de Occidente (*)	189	195	240	27%	2%
EPM	132	158	189	44%	4%
Gas Natural Cundiboyacense	45	88	112	150%	10%

Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y se ubica de acuerdo con el resultado obtenido y su relación frente a las cifras de 2010.

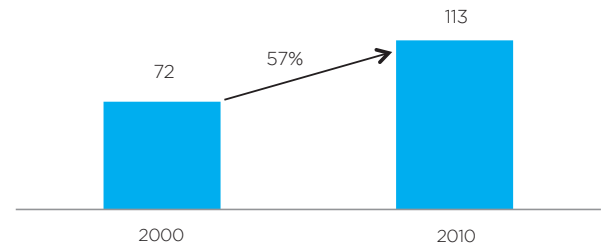
(*) Las tarifas están ponderadas en ASE y ASNE.

Fuente: SSPD.

IPP



Variación IPP



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

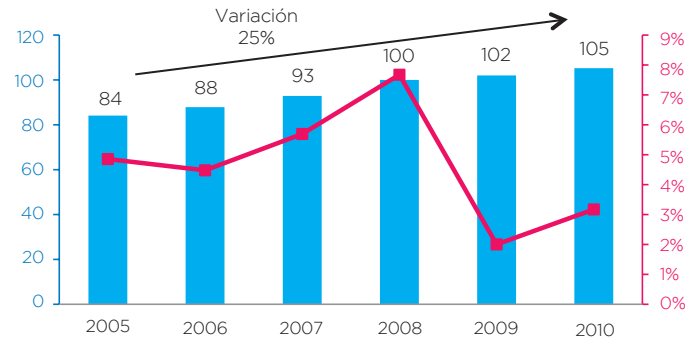
Empresa	dic-00	dic-05	dic-10	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Gases del Caribe	5,5	133,5	154,8	2.728%	40%
Gasoriente	5,5	76,0	145,9	2.565%	39%
EPM	5,5	108,6	126,5	2.210%	37%
Gas Natural	5,5	108,5	125,8	2.199%	37%
Surtigas	5,5	98,0	113,6	1.975%	35%
Gases de La Guajira	5,5	87,6	101,6	1.755%	34%
Promedio aritmético	**5,5**	**74,8**	**91,4**	**1.570%**	**33%**
Alcanos de Colombia (*)	5,5	87,4	86,6	1.483%	32%
Llanogas	5,5	73,9	85,7	1.466%	32%
Metrogas	5,5	63,3	83,4	1.424%	31%
Gases de Occidente (*)	5,5	46,0	53,7	881%	26%
Gas Natural Cundiboyacense	5,5	7,7	9,8	79%	6%
Efigas	5,5	7,7	9,8	79%	6%

Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y se ubica de acuerdo con el resultado obtenido y su relación frente a las cifras de 2010.

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

Fuente: SSPD.

IPC



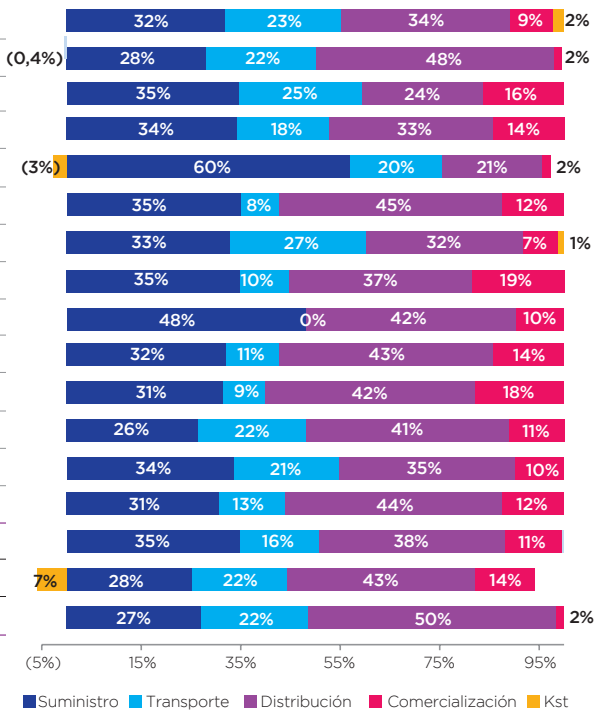
El cargo de comercialización para todas las empresas, en el año 2000, estaba definido por la Resolución CREG 057 de 1996. A partir del año 2003, por medio de la Resolución CREG 011, se determinó un cargo en $/factura. Para efectos comparativos en el cuadro se tomó un consumo promedio de 20 m³/mes, para presentar el cargo en $/m³. El cargo de comercialización se actualiza con base en el IPC.

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

Empresa	Suministro	Transporte	Distrbución	Comercialización	Kst	Tarifa
Alcanos de Colombia (*)	318	233	339	87	21	997
Efigas	178	141	304	10	(3)	630
EPM	270	192	189	126	0	777
Gas Natural	302	163	290	126	0	881
Gas Natural Cundiboyacense	317	103	112	10	(15)	527
Gases de La Guajira	289	63	369	102	0	823
Gases de Occidente (*)	248	206	240	54	8	755
Gases del Caribe	291	84	307	155	0	837
Gases del Oriente	529	0	467	105	0	1.101
Gasnacer	282	95	378	125	0	880
Gasoriente	258	71	347	146	0	822
Llanogas	204	168	315	86	0	773
Metrogas	290	182	305	83	0	861
Surtigas	279	123	397	114	0	913
Promedio 2010	**290**	**130**	**311**	**95**	**3**	**827**
Promedio 2005	**156**	**119**	**234**	**75**	**(36)**	**548**
Promedio 2000	**94**	**75**	**174**	**5,5**	**0**	**348**

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

Composición



Tarifas a usuario final

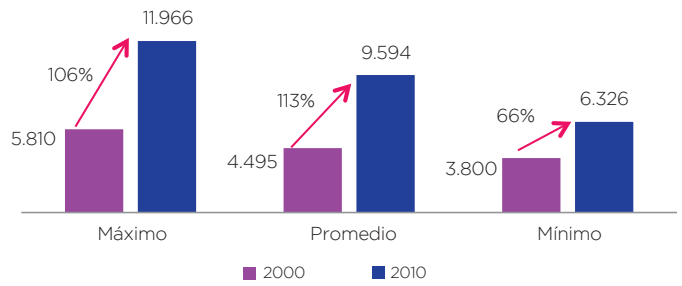
Tarifa a usuario final
Estrato 1 - Residencial $/factura - mes (20 m³)

Empresa	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	5.466	7.467	11.966	119%	8%
Efigas	3.800	8.296	7.563	99%	7%
EPM	3.940	5.793	9.320	137%	9%
Gas Natural	5.291	5.793	10.568	100%	7%
Gas Natural Cundiboyacense	3.851	5.106	6.326	64%	5%
Gases de La Guajira	4.986	7.457	9.871	98%	7%
Gases de Occidente (*)	4.060	6.214	9.058	123%	8%
Gases del Caribe	3.820	5.860	10.038	163%	10%
Gasoriente	3.840	6.039	9.861	157%	10%
Llanogas	4.211	8.481	9.282	120%	8%
Metrogas	5.810	7.310	10.327	78%	6%
Surtigas	4.863	7.640	10.953	125%	8%
Promedio aritmético	**4.495**	**6.788**	**9.594**	**113%**	**8%**

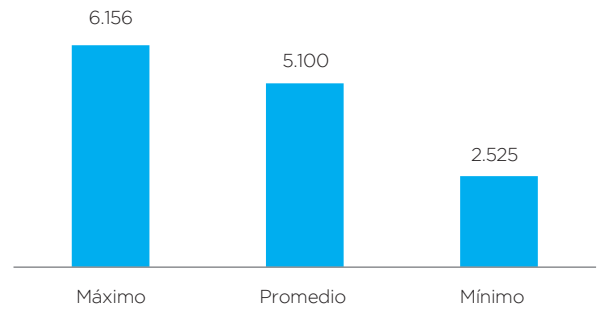
Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y subsidios.

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

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



Diferencial en términos absolutos
2000 - 2010



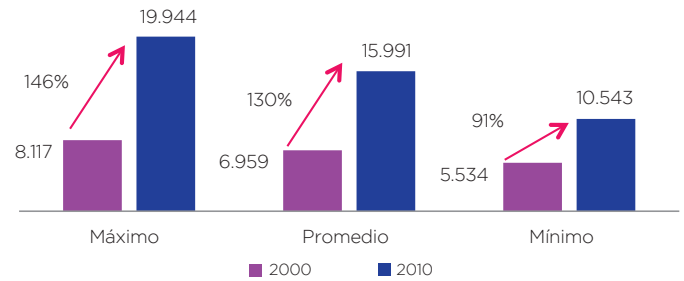
Tarifa a usuario final
Estrato 4 - Residencial $/factura - mes (20 m³)

Empresa	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	7.826	13.895	19.944	155%	10%
Efigas	5.995	9.837	12.494	108%	8%
EPM	7.129	11.951	15.534	118%	8%
Gas Natural	8.117	12.621	17.613	117%	8%
Gas Natural Cundiboyacense	6.376	6.717	10.543	65%	5%
Gases de La Guajira	7.971	12.738	16.452	106%	8%
Gases de Occidente (*)	8.020	13.547	15.097	88%	7%
Gases del Caribe	6.620	12.863	16.730	153%	10%
Gasoriente	5.534	10.230	16.435	197%	12%
Llanogas	6.011	12.387	15.469	157%	10%
Metrogas	6.730	12.654	17.212	156%	10%
Surtigas	7.183	13.469	18.256	154%	10%
Promedio Aritmético	**6.959**	**11.909**	**15.982**	**130%**	**9%**

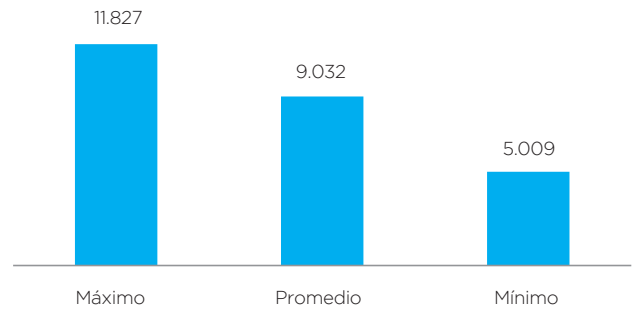
Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas.

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

Tarifa a usuario final - Estrato 4
Sector residencial
$/factura - mes (20 m³)



Diferencial en términos absolutos
2000 - 2010



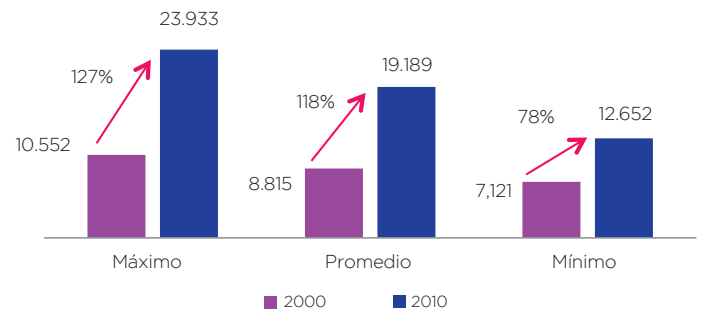
Tarifa a usuario final
Estrato 6 - Residencial $/factura - mes (20 m³)

Empresa	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	10.172	16.674	23.933	135%	9%
Efigas	7.507	11.804	15.126	101%	7%
EPM	8.554	14.341	18.641	118%	8%
Gas Natural	10.552	15.145	21.135	100%	7%
Gas Natural Cundiboyacense	7.386	8.060	12.652	71%	6%
Gases de La Guajira	10.363	15.286	19.742	91%	7%
Gases de Occidente (*)	9.620	16.257	18.117	88%	7%
Gases del Caribe	8.600	15.436	20.076	133%	9%
Gasoriente	7.121	12.179	19.722	177%	11%
Llanogas	7.814	14.865	18.563	138%	9%
Metrogas	8.749	15.185	20.654	136%	9%
Surtigas	9.346	16.163	21.907	134%	9%
Promedio Aritmético	**8.815**	**14.283**	**19.189**	**118%**	**8%**

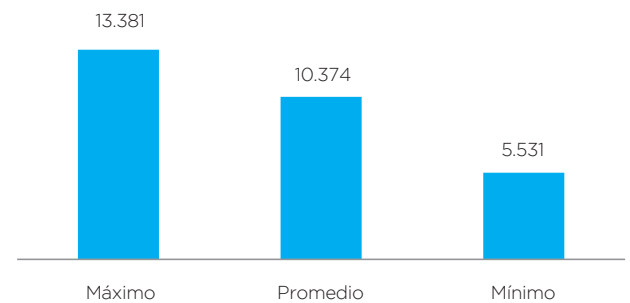
Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas. Incluye Contribuciones.

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

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



Diferencial en términos absolutos
2000 - 2010



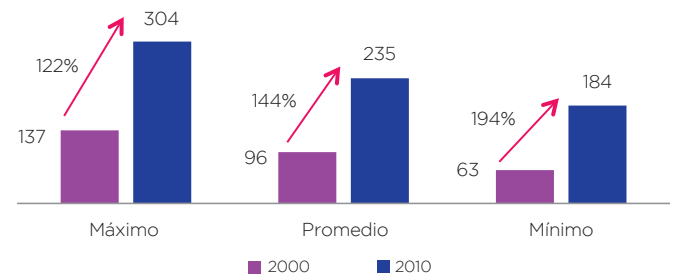
Tarifa a usuario final
Sector comercial (300m³) - $000/factura - mes

Empresa	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	75	201	304	303%	15%
Efigas	84	113	220	162%	10%
EPM	114	163	212	86%	6%
Gas Natural	137	173	259	89%	7%
Gas Natural Cundiboyacense	63	112	184	194%	11%
Gases de La Guajira	99	181	212	115%	8%
Gases de Occidente (*)	105	195	208	99%	7%
Gases del Caribe	107	169	230	115%	8%
Gasoriente	106	185	230	117%	8%
Llanogas	72	174	224	211%	12%
Metrogas	103	187	277	169%	10%
Surtigas	92	190	262	185%	11%
Promedio año	**96**	**170**	**235**	**144%**	**9%**

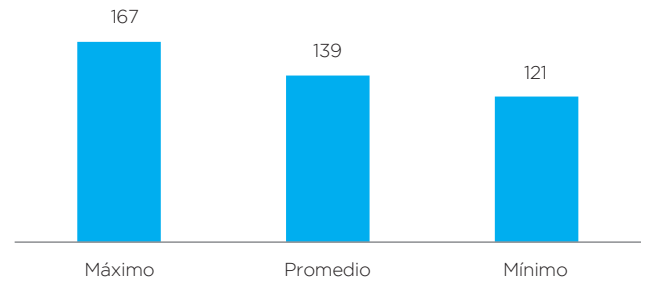
Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y contribuciones.

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

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



Diferencial en términos absolutos
2000 - 2010



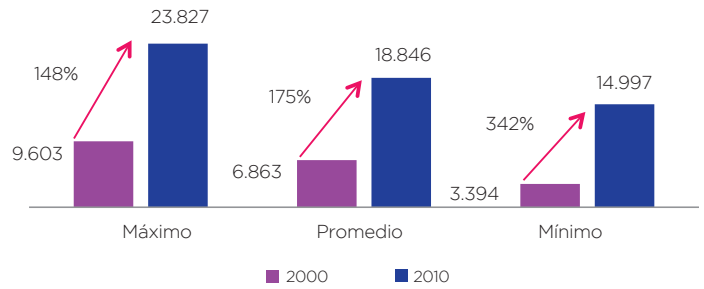
Tarifa a usuario final
Sector industrial regulado (25.000 m³) - $000/factura - mes

Empresa	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	7.580	13.559	23.827	214%	12%
Efigas	3.394	13.884	18.351	441%	18%
EPM	9.415	12.472	17.477	86%	6%
Gas Natural	9.603	13.491	21.801	127%	9%
Gas Natural Cundiboyacense	4.765	9.049	14.997	215%	12%
Gases de La Guajira	7.191	14.952	16.152	125%	8%
Gases de Occidente (*)	7.830	15.067	17.155	119%	8%
Gases del Caribe	6.500	14.242	18.928	191%	11%
Gasoriente	7.594	13.246	18.755	147%	9%
Llanogas	3.957	10.625	18.193	360%	16%
Metrogas	N.A.	15.066	20.854	N.A.	8%
Surtigas	7.659	14.214	19.667	157%	10%
Promedio año	**6.863**	**13.322**	**18.846**	**175%**	**11%**

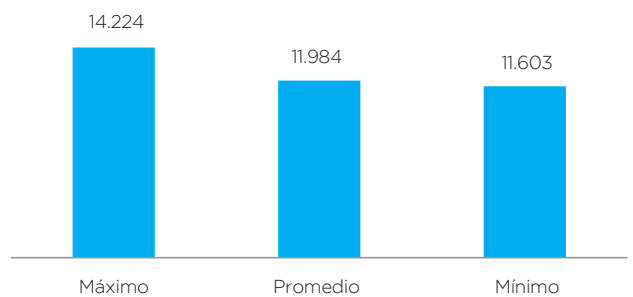
Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y contribuciones.

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

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



Diferencial en términos absolutos
2000 - 2010



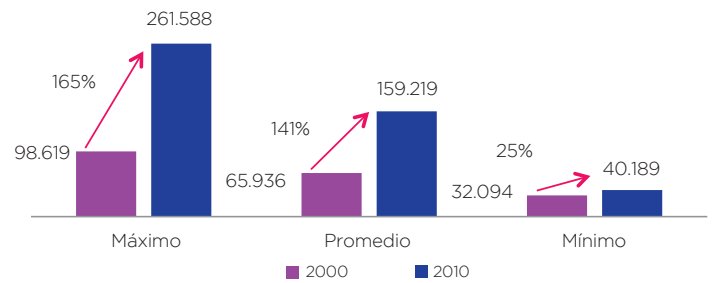
Tarifa a usuario final
Sector industrial no regulado (300.000 m³) - $000/factura - mes

Empresa	2000	2005	2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Efigas	70.791	112.125	134.544	90%	7%
EPM	98.619	152.952	201.795	105%	7%
Gas Natural	86.706	132.504	261.588	202%	12%
Gas Natural Cundiboyacense	68.043	108.591	179.910	164%	10%
Gases de La Guajira	32.094	40.188	40.189	25%	2%
Gases de Occidente (*)	79.953	119.480	205.718	157%	10%
Gases del Caribe	43.119	77.343	117.906	173%	11%
Gasoriente	47.763	96.155	221.372	363%	17%
Metrogas	88.227	148.537	148.537	68%	5%
Surtigas	44.043	84.120	80.631	83%	6%
Promedio año	**65.936**	**107.200**	**159.219**	**141%**	**9%**

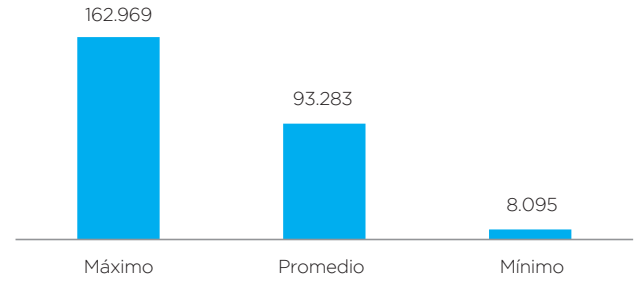
Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y contribuciones.

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

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



Diferencial en términos absolutos
2000 - 2010



Subsidios y contribuciones

Fondo de solidaridad y redistribución de ingresos - $MM

Empresa	Subsidios 2000	Subsidios 2005	Subsidios 2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**17.092**	**78.307**	**223.227**	37% / 63%	**1.206%**	**29%**
Alcanos de Colombia	1.119	4.428	25.474	36% / 64%	2.176%	37%
EPM	33	1.740	12.347	12% / 88%	36.954%	81%
Efigas	131	937	4.468	33% / 67%	3.302%	42%
Gas Natural	5.097	21.842	54.733	24% / 76%	974%	27%
Gas Natural Cundiboyacense	5	598	5.854	21% / 79%	115.523%	102%
Gasoriente	1.340	3.876	5.768	40% / 59%	331%	16%
Gases de La Guajira	446	1.433	4.233	40% / 60%	849%	25%
Gases de Occidente	648	8.632	23.225	35% / 65%	3.486%	43%
Gases del Caribe	4.362	17.379	32.740	53% / 47%	651%	22%
Gases del Oriente	0	941	5.457	23% / 77%	100%	50%
Gasnacer	56	982	3.781	54% / 46%	6.660%	52%
Llanogas	324	951	3.628	36% / 64%	1.020%	27%
Metrogas	139	960	2.824	31% / 69%	1.928%	35%
Surtigas	3.305	13.159	33.266	58% / 42%	906%	26%
Otras empresas	86	448	5.430	42% / 58%	6.199%	51%

Estrato 1 Estrato 2

Fuente: Minminas, CREG, SUI.

Fondo de solidaridad y redistribución de ingresos - $MM

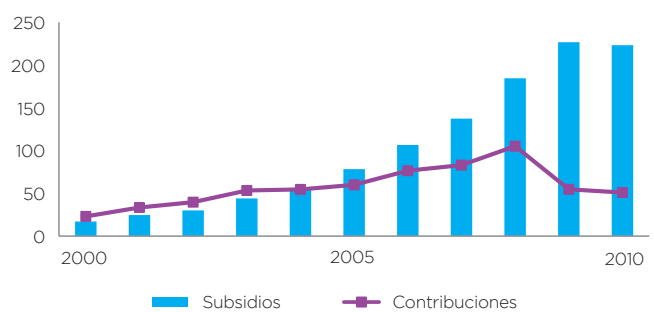
Empresa	Contribuciones 2000	Contribuciones 2005	Contribuciones 2010	Composición - 2010	Variación 2000 - 2010 Periodo	Variación 2000 - 2010 Promedio anual
Total	**23.043**	**59.939**	**50.939**	14% 13% 34% 39%	**121%**	**8%**
Alcanos de Colombia	318	1.946	1.469	7% 1% 30% 62%	362%	17%
EPM	1.513	6.841	7.115	22% 17% 37% 23%	370%	17%
Efigas	775	2.794	1.189	14% 13% 30% 42%	53%	4%
Gas Natural	5.394	15.320	20.613	15% 16% 25% 45%	282%	14%
Gas Natural Cundiboyacense	719	4.185	2.473	3% 4% 56% 37%	244%	13%
Gasoriente	1.138	1.910	1.746	7% 14% 20% 59%	53%	4%
Gases de La Guajira	244	134	266	2% 20% 79%	9%	1%
Gases de Occidente	1.639	8.185	5.577	18% 9% 36% 38%	240%	13%
Gases del Caribe	5.200	9.536	6.023	10% 11% 53% 26%	16%	1%
Gases del Oriente	122	16	57	43% 13% 45%	(53%)	(7%)
Gasnacer	15	69	67	0% 43% 57%	335%	16%
Llanogas	164	401	548	12% 3% 18% 67%	235%	13%
Metrogas	141	271	451	36% 21% 17% 27%	220%	12%
Surtigas	3.784	8.285	3.176	10% 10% 54% 26%	(16%)	(2%)
Otras empresas	1.878	47	169	0,3% 10% 90%	(91%)	(21%)

Fuente: Minminas, CREG, SUI.

Comportamiento del FSSRI - $MM

Año	Subsidio	Contribución	Superávit (Déficit) periodo	Superávit (Déficit) acumulado
2000	17.092	23.043	5.951	5.162
2001	24.611	33.442	8.831	13.993
2002	30.077	39.684	9.607	23.600
2003	44.069	53.340	9.271	32.871
2004	55.985	54.600	(1.385)	31.485
2005	78.307	59.939	(18.367)	13.118
2006	106.549	76.476	(30.073)	(16.955)
2007	137.373	82.993	(54.380)	(71.335)
2008	184.521	105.149	(79.371)	(150.707)
2009	226.685	54.709	(171.976)	(322.682)
2010	**223.227**	**50.939**	**(172.288)**	**(494.970)**

Subsidios y contribuciones
Miles de Millones de Pesos



De los cambios más relevantes para el sector en lo que va de este siglo XXI, está el hecho de pasar de tener superávit en el año 2000 (9 empresas de las 14 más representativas tenían mayores contribuciones que subsidios) a tener un déficit de 172.288 $MM en el 2010.

En 2010, los subsidios fueron algo más de cuatro veces las contribuciones, en dicho año, todas las empresas distribuidoras de gas natural fueron deficitarias. Es de destacar que a pesar de esta situación, el Gobierno ha venido sosteniendo el esquema con recursos provenientes del presupuesto nacional, lo que ha permitido a las distribuidoras seguir otorgando los subsidios cruzados, vitales para el desarrollo del sector y el acceso al servicio de los estratos residenciales menos favorecidos.

Es así como, por medio de la Resolución 181221, se realizó la distribución en el presupuesto de gastos de inversión del Ministerio de Minas y Energía por valor de 102.000 $MM, destinada al pago de subsidios por menores tarifas del sector gas natural.

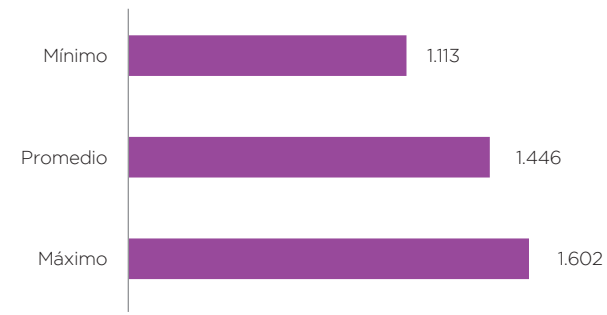
Precios del GNV

Precios de gas natural vehicular a usuario final - $/m³

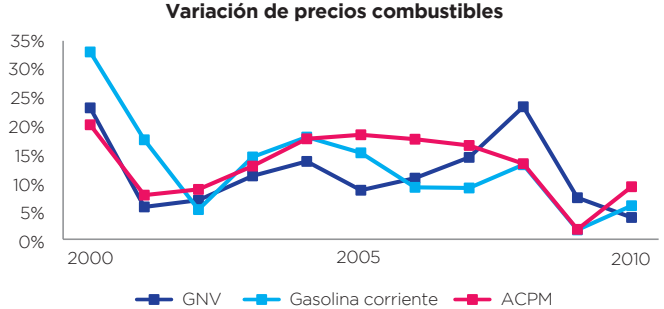
Ciudad	2000	2005	2010	Variación Periodo	Variación Promedio anual
Barranquilla	515	769	1.515	194%	11%
Bogotá	573	860	1.362	138%	9%
Cali	N.A.	856	1.599	N.A.	11%
Medellín	N.A.	913	1.325	N.A.	11%
Popayán	N.A.	N.A.	1.602	N.A.	N.A.
Bucaramanga	N.A.	780	1.449	N.A.	12%
Santa Marta	515	798	1.324	157%	10%
Valledupar	N.A.	N.D.	1.113	N.A.	N.A.
Promedio país	**534**	**829**	**1.446**	**171%**	**10%**

Fuente: Gazel.

Precios del GNV- $/m³ 2010



Variación de precios combustibles



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En el periodo analizado se puede observar que el precio promedio país del GNV creció un 10% promedio anual, incrementándose en aproximadamente 911 $/m³, durante el periodo 2000 - 2010.

Si se compara el precio del GNV con otros combustibles, se observa que este creció en promedio al año un 10%, mientras que el precio de la gasolina corriente y el ACPM tuvieron un crecimiento promedio anual del 11% y 12% respectivamente.

Responsablidad Social Empresarial con Enfoque de Sostenibilidad: Un Sector Involucrado

La Responsabilidad Social Empresarial -RSE- es definida por la ISO 26000 como la voluntad de una organización de incorporar consideraciones sociales y ambientales en su toma de decisiones y asumir los impactos de estas y de sus actividades en la sociedad y el medio ambiente. Esto implica demostrar un comportamiento transparente y ético que contribuya al desarrollo sostenible, tome en consideración los intereses de sus partes relacionadas, cumpla con la legislación aplicable y sea coherente con las normas internacionales de comportamiento, esté integrado en toda la organización y se lleve a la práctica en sus relaciones.

Hoy, la RSE se ha convertido en un tema de suma importancia para todos los actores del sector gas natural, motivo por el cual en este capítulo se hará un recorrido por diferentes empresas del sector, con el fin de proveer un pequeño esbozo de los programas o proyectos que lideran y que los ocupa actualmente.

Exploración y Producción

Pacific Rubiales

Pacific Rubiales Energy continúa consolidándose en 2011 como una empresa líder en la exploración y la producción de gas y petróleo en Colombia y se afianza con sus prospectos en países como Perú y Guatemala.

Como organización reconoce los grandes retos de orden global que debe afrontar y tiene la convicción de asumir todas sus operaciones de manera responsable y transparente. Es por esta razón que desde el año 2009 implementó en Colombia, como eje estratégico del negocio, su política de sostenibilidad, la cual se fundamenta en el compromiso legítimo de alcanzar sus metas económicas mediante la adopción de prácticas que se soporten en un equilibrio social y ambiental, que le permita generar relaciones a largo plazo con sus grupos de interés, reflejando, además del crecimiento de la compañía, el fortalecimiento y el desarrollo de las regiones donde opera.

Para tal fin, ha diseñado 8 compromisos como ejes rectores de su Política de Sostenibilidad: (i) Actuar con coherencia y transparencia, (ii) Generar cada vez más valor económico, (iii) Operar en armonía con el medio ambiente (iv) Contribuir a la sociedad mejorando la calidad de vida de las comunidades donde opera (v) Promocionar los derechos humanos en la cadena de valor (vi) Hacer de Pacific un gran lugar para trabajar (vii) Reforzar la salud y la seguridad de sus operaciones (viii) Fortalecer la sostenibilidad en su cadena de valor.

Estos compromisos se encuentran alineados con los Objetivos del Milenio de las Naciones Unidas y con el Pacto Global de las Naciones Unidas, al cual se adhirieron en enero de 2011, adoptando los principios establecidos como lineamientos estratégicos para la gestión de la organización.

Chevron Colombia

Uno de los principales valores de Chevron es su compromiso con la gente y con el planeta. Trabaja en Colombia desde hace más de 80 años, centrando sus esfuerzos en proporcionar fuentes de energía confiables.

Chevron trabaja de manera continua en el mejoramiento de las condiciones ambientales de sus operaciones y su área circundante, y de esta forma ha contribuido a generar espacios de sostenibilidad y protección ecológica en las áreas de influencia de sus actividades de producción de gas.

Sus proyectos de Responsabilidad Social se enfocan en áreas prioritarias y buscan beneficiar a la mayor cantidad posible de personas. Entre las acciones implementadas cabe destacar:

- Construcción de 8 pozos en zonas rurales de los municipios de Riohacha y Manaure para garantizar el abastecimiento de agua a las comunidades indígenas de estas poblaciones, beneficiándose aproximadamente 100.000 personas de la comunidad Wayuu.

- Promoción de la equidad de género y el empoderamiento de las mujeres en las actividades de Responsabilidad Social desarrolladas.

- Contribución al fortalecimiento de los servicios de salud de la región, apoyando la atención básica, la promoción de programas especiales, el mejoramiento de infraestructura física y el suministro de nuevos equipos e insumos. De la mano con el ICBF construyó seis centros de recuperación nutricional y ha dado continuidad a la campaña Operación Sonrisa, la cual ha permitido que a la fecha más de 1.000 niños guajiros hayan sido operados quirúrgicamente para corregir problemas de paladar hendido.

- Apoyo a la construcción de un centro étnico-educativo para hijos de familias indígenas ubicadas en zonas rurales aisladas y remotas del municipio de Manaure, donde más de 1.200 niños de la región reciben educación en condiciones adecuadas. Esto enmarcado en la implementación de iniciativas y proyectos encaminados a resolver los apremiantes problemas de cobertura y calidad educativa.

- Apoyo de iniciativas que generen desarrollo y promuevan el fortalecimiento de las comunidades. Ejemplos de este esfuerzo son las granjas auto sostenibles, las cuales han mejorado el estado nutricional de familias ubicadas en zonas rurales del municipio de Manaure y el fortalecimiento de la cadena de pesca artesanal en un esfuerzo por aumentar los niveles de producción mediante asistencia técnica, tecnología y mejores canales comerciales. Esta última iniciativa beneficia de forma directa a 613 pescadores y a 7.000 personas más en forma indirecta.

- Promoción del turismo en la región, ampliación del conocimiento sobre la producción de gas y contribución a la preservación de la historia y el patrimonio cultural de la región Guajira, a través de la Sala Interactiva del Gas y la Sala Étnica, en Riohacha.

- Desarrollo de la campaña Manos a la Obra para el mejoramiento de la estructura escolar en todo el país, lo que permitió integrar a sus diferentes unidades de negocios, promover la vinculación voluntaria de la fuerza laboral en los programas de responsabilidad social y beneficiar a miles de niños en Colombia con infraestructura escolar y recreativa mejorada.

Las actividades de inversión social no se centran únicamente en La Guajira. En diferentes regiones del país Chevron apoya iniciativas de vivienda, salud y educación. Un claro ejemplo de este esfuerzo es el apoyo a proyectos de vivienda para mejorar la calidad de vida de viudas y huérfanos de oficiales de policía que han perdido la vida en la ejecución de su arriesgada labor.

Y como un aporte para promover el acercamiento de la población colombiana a la cultura, Chevron es un patrocinador permanente de importantes exposiciones en dos de los museos más prestigiosos de Colombia; el Museo del Oro y el Museo del Banco de la República, espacios que son visitados por más de 20 mil personas al año.

Ecopetrol

En esta compañía, la RSE es una estrategia de negocio que hace parte integral de la misión y la visión corporativas y que se evidencia en el marco estratégico 2011-2020, el cual incluye dos orientadores centrales: relacionamiento con grupos de interés y gestión ambiental.

La estrategia se implementa tomando como punto de partida tres elementos: los objetivos empresariales, las expectativas de los grupos de interés y los estándares internacionales relevantes.

Según los resultados de los compromisos establecidos para cada grupo de interés, en 2010 Ecopetrol:

- Ejecutó una inversión social de $159.053 millones con un aumento del 17% respecto a 2009, que contó con un índice de apalancamiento de 4,3 pesos por cada peso invertido por la empresa, gracias al aporte de recursos de otras entidades para proyectos de desarrollo territorial.
- Invirtió $988.284 millones en su programa de gestión ambiental, lo que representó un incremento del 62% frente al año anterior y una cifra récord en los 60 años de la empresa.
- Trabajó en el programa de desarrollo de proveedores y ejecutó 15 convenios de desarrollo empresarial. La contratación local de la empresa pasó de $2.687 mil millones en 2009 a $5.236 mil millones en 2010, cifra equivalente al 47,21% del total de la contratación de bienes y servicios de Ecopetrol.
- Atendió 34.338 solicitudes de sus accionistas, de ellas, 99,6% satisfactoriamente.

Transporte

Transmetano

Transmetano, como actor del desarrollo Social, mediante la operación segura y confiable del gasoducto Sebastopol - Medellín, desde hace 15 años está influyendo responsablemente en el mejoramiento de la calidad de vida de 15.000 familias vecinas al gasoducto y entregando diariamente a más de 500 mil hogares antioqueños un combustible económico y amigable con el medio ambiente.

La Responsabilidad Social de Transmetano con las comunidades de su área de influencia, sigue siendo una contribución importante para afianzarlas como aliado estratégico de la operación continua, confiable y segura de los gasoductos.

Para influir en el desarrollo humano integral sostenible de las comunidades se han implementado cuatro áreas de intervención:

En la primera, denominada Contingencia y Seguridad, y cuya finalidad es fortalecer los comités veredales y locales de emergencia del área de influencia del gasoducto Sebastopol - Medellín, ha logrado la consolidación

de más de 30 comités veredales debidamente preparados para prevenir y atender las emergencias relacionadas con las condiciones de seguridad de su territorio y de la operación del gasoducto.

La segunda, denominada Desarrollo Económico, tiene como objetivo promover la consolidación de proyectos productivos con mentalidad empresarial que conduzcan al mejoramiento de las condiciones de calidad de vida de las comunidades del área de influencia del gasoducto. Entre los resultados están la tecnificación de las parcelas de las comunidades campesinas, el fortalecimiento de la vocación agrícola de la región, el mejoramiento de los ingresos de las familias y la generación de arraigo y riqueza en la región.

A través del área de intervención Desarrollo Social y Calidad de Vida, cuyo propósito es fortalecer los procesos de organización y participación comunitaria por medio de proyectos que conduzcan al desarrollo humano integral sostenible, se logró fortalecer el liderazgo y la capacidad de autogestión de las comunidades, la formación para la convivencia pacífica y el mejoramiento nutricional de niños en edad escolar y la adecuación de ambientes educativos seguros y saludables para aprender mejor.

Por medio de la cuarta área de intervención, cuya finalidad es sensibilizar a las comunidades en la protección del medio ambiente por medio de programas que contribuyan al desarrollo sostenible de la región e involucrar a la comunidad en el cumplimiento del plan de manejo ambiental de los gasoductos, se logró sensibilizar a la comunidad en buenas prácticas ambientales y producción limpia. El Plan de Manejo Ambiental del gasoducto garantiza que la operación sea amigable con el medio ambiente y los impactos manejados debidamente conforme a la legislación ambiental.

Transmetano es una empresa comprometida con el desarrollo de la región y cree en el liderazgo de sus comunidades vecinas.

Transoriente

Bajo una concepción de la Responsabilidad Social Empresarial con enfoque de sostenibilidad, la empresa está contribuyendo a:

- Dignificar el ser humano.
- La creación de oportunidades económicas para el futuro.
- La construcción de un legado para las familias y la región.
- La auto-determinación de sus empleados con mente y corazón social.
- La reafirmación del respeto por sí mismos, por el otro y por el medio ambiente.

Con la certeza de que la educación es la herramienta para promover los cambios en las personas, especialmente en los niños de nuestra región, Transoriente invierte en la educación y el equipamiento de escuelas y colegios aledaños al gasoducto por creer que es la clave para el desarrollo y el éxito de todas las personas.

Por otra parte, también busca mejorar la calidad de vida de las comunidades, volviéndolas autogeneradoras de recursos, con esquemas como la conformación de empresas de familia.

La compañía, de manera responsable con el mundo, trabaja en la conservación del medio ambiente mediante la reforestación de las zonas de influencia de los gasoductos de la mano con las comunidades.

En medio de este ambiente de inversión económica, educación, respeto y

cuidado por el medio ambiente, Transoriente ha hecho de la empresa y su comunidad de influencia un ejercicio sinérgico de soluciones permanentes.

Promigas

Lo que inició como una actitud filantrópica de la gente de Promigas, a través de su participación en actividades programadas con miembros de poblaciones de escasos recursos, ha evolucionado hacia un modelo de gestión social que dirige sus esfuerzos, en especial, hacia la educación como elemento generador de equidad, justicia, prosperidad y nuevas oportunidades de vida y como instrumento fundamental para propiciar la movilidad social.

A través de la Fundación Promigas, la compañía ha capitalizado su gestión social con prácticas inspiradas en la ética del desarrollo, con las que busca una distribución equitativa de oportunidades y la ampliación de las posibilidades de las personas. Trabaja con la certeza de que ellas son capaces de transformar a la sociedad en sus múltiples dimensiones y de ser transformadas por esta de una manera positiva.

En la última década ha adquirido un compromiso con las comunidades, principalmente en el área de influencia de su sistema de gasoductos, ofreciendo oportunidades a los estudiantes de preescolar y primaria y fortaleciendo integralmente el desempeño de las instituciones educativas públicas, a fin de posibilitarles asumir, de manera autónoma, su propio crecimiento a través de una educación de la mejor calidad.

Con el trabajo de la fundación se han beneficiado más de 1.000 instituciones educativas, capacitado 2.000 maestros e impactado 200.000 estudiantes y hemos invertido cerca de diecisiete millones de dólares, aproximadamente 1 millón y medio anual, para el desarrollo de nuestra gestión social, 70% de los cuales han sido aporte de Promigas y 30% de la cooperación de diferentes aliados.

La Fundación Promigas ha ganado liderazgo regional y reconocimiento en nuestro país por su innovación y gestión de conocimientos útiles para el sector educativo. Su meta es continuar trabajando para fortalecerse como una empresa socialmente responsable con las comunidades de la zona de influencia de las operaciones de Promigas y todas las audiencias de interés de esta con las que ha procurado construir relaciones de respeto y mutuo beneficio.

Para mayor información visite www.fundacionpromigas.com

Distribución

EPM

Crecer con sostenibilidad, ha sido el gran reto que se ha propuesto EPM, en una estrategia guiada por la Responsabilidad Social Empresarial como el hilo que articula y le da sentido a sus decisiones empresariales, en la perspectiva de generar valor social, ambiental y económico para sus grupos de interés.

Su concepto de RSE incluye el cumplimiento de lo obligatorio y las actuaciones voluntarias, con foco en la universalización del servicio y en el apalancamiento del desarrollo en las áreas donde actúa.

La alineación de su relacionamiento con sus grupos de interés y las iniciativas de negocio apuntan de manera directa a RSE, con incidencia sobre la esperanza de vida, el acceso al saber y el bienestar material (Índice de Desarrollo Humano).

En coherencia con sus convicciones, se han adherido a iniciativas internacionales como: Pacto Global, Objetivos del Milenio e ISO 26000.

Es su quinto informe (2010) elaborado bajo la metodología de la Iniciativa Global de Reportes GRI, integra las dimensiones económica, social y ambiental en un solo documento e incorpora la agregación de valor a los grupos de interés.

Se destacan los siguientes resultados

- El valor agregado generado para sus grupos de interés (Cuarto Estado Financiero) que fue de COP 3. 362. 287 millones, distribuido así: Dueño (25%); empleados (17%); proveedores de bienes y servicios (12%); Estado (10%); comunidad y medio ambiente (2%); proveedores financieros (1%). El 33% restante fue reinvertido en la empresa. El porcentaje de comunidad crece a 38% de manera indirecta, pues se impacta en positivo por un crecimiento en el monto de la contratación local y regional y por el incremento de las transferencias extraordinarias al dueño.

- Destinación de más de $400.000 millones a iniciativas voluntarias en programas que apuntan a la universalización del servicio, a incrementar la capacidad de compra y al desarrollo en general, incluidos los beneficios para sus empleados.

- Entrega al dueño, municipio de Medellín, de COP 846.843 millones, que se destinaron a financiar parte del Plan de Desarrollo Local en sus diferentes líneas: salud, educación, vivienda, deporte y recreación, espacio público y otras.

- Suministro de electricidad a 17.692 viviendas rurales, a través del programa Antioquia Iluminada, lo que elevó la cobertura de energía en todo el departamento de Antioquia a 95,41%.

- Beneficio con servicio de gas natural comprimido, en desarrollo del programa Gas sin Fronteras, a los municipios de Guatapé y El Peñol.

- Entrega a través del Fondo EPM para la Educación Superior, de COP 150 mil millones, con lo que se beneficiaron 13.431 estudiantes, 70% de los estratos 1 y 2 y 30% del estrato 3.

Gases del Caribe

Durante 2010, Gases del Caribe, como resultado de una gestión que integra transversalmente sus objetivos de RSE y el cumplimiento oportuno de los compromisos asumidos, logró un mayor reconocimiento por parte de sus grupos de interés, quienes han apreciado cómo la empresa no solo aporta al desarrollo, sino que de manera simultánea se valoriza socialmente, debido a la transparencia en su accionar, la solidez, la rentabilidad, los altos índices de calidad en la prestación del servicio, el constante propósito de generar bienestar para sus usuarios y el profundo sentido de la responsabilidad con la sociedad.

En este sentido, responde a:

- **Sus accionistas**, generando valor a sus inversiones con prácticas de buen gobierno corporativo, en un ambiente ético de negocios.

- **Sus clientes**, entregando servicios que satisfacen sus necesidades y atendiendo oportunamente sus requerimientos. Son reconocidos como la mejor empresa de Colombia en servicio al cliente (Premios Portafolio 2010).

- **Sus colaboradores**, generando condiciones que favorecen el buen desempeño laboral, la calidad de vida personal y familiar y su desarrollo integral. Hace parte de las 25 mejores empresas para trabajar en Colombia (análisis de clima organizacional realizado por Great Place to Work Institute 2010).

- **Sus proveedores y contratistas**, cumpliendo oportunamente los compromisos, facilitando su desarrollo y fomentando prácticas de RSE.

- **El medio ambiente**, generando prácticas internas y externas que contribuyen a la protección de los recursos naturales en el desarrollo de la operación del negocio.

- **La comunidad**, suministrando un servicio que genera un impacto favorable en la salud, el medio ambiente y la calidad de vida. (Gestión de subsidios con autoridades). Así mismo, se proyecta a la comunidad a través de la Fundación Gases del Caribe, mediante la gestión de programas de educación, formación y generación de fuentes de ingreso auto sostenibles.

- **El gobierno**, apoyando las políticas públicas que favorecen el acceso al servicio de gas natural y los propósitos fundacionales de la empresa.

- **Los medios de comunicación**, generando una interacción efectiva con los grupos de interés para fortalecer los vínculos, la confianza y la reputación corporativa.

Gases de Occidente

Para la empresa, el componente social es una prioridad. Entiende que su razón empresarial debe ir mucho más allá de los aspectos legales y de los beneficios económicos, es el compromiso con sus grupos de interés, con sus expectativas, necesidades, proyectos, y el acercamiento y el diálogo con ellos, a través del desarrollo de su Sistema de Gestión en Responsabilidad Social.

Como una estrategia frente el grupo de interés comunidad y sociedad, se constituyó en el año 2007 la Fundación Gases de Occidente, con el propósito de promover el mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades del entorno donde opera, impulsando proyectos y programas que fortalecen la educación y el tejido social.

Su foco de actuación es la educación, el medio más importante para promover equidad, inclusión y movilidad social, y su radio de acción son los departamentos del Cauca y Valle del Cauca, en estratos 1 y 2, con proyectos orientados a la capacitación para el trabajo y el desarrollo humano. Ejemplos son la alianza del Centro de Capacitación Don Bosco, con el Taller Cocina para Todos y Serca, y en educación básica primaria con promoción y fomento de la lectura.

Surtigas

Su Sistema de Gestión de Responsabilidad Social Empresarial trabaja para involucrar a todos los grupos de interés en la cadena de valor del negocio, con un enfoque de sostenibilidad.

El sistema despliega acciones de RSE por cada grupo de interés en la lógica de minimizar riesgos y potenciar oportunidades. Para la comunidad se han trazado acciones tendientes a vincular a la población desplazada y vulnerable en la operación de la cadena de valor de la compañía, de Negocios Inclusivos, insertando laboralmente a 140 jóvenes formados

como operarios de redes de gas.

Igualmente, se ha promovido el fortalecimiento del tejido social comunitario con programas de desarrollo local, apoyando escenarios de diálogo y participación para la construcción e implementación de políticas públicas, además de programas de emprendimiento.

También ha impulsado el talento local con programas de becas para acceso de jóvenes a la educación superior y programas que apuntan a la calidad educativa en los ciclos de básica primaria. Todos estos programas apoyan políticas públicas de desarrollo económico, educación y erradicación de extrema pobreza que aumentan el impacto de su gestión social.

Gas Natural Fenosa

La adecuada relación con el entorno constituye un aspecto estratégico para la compañía; es imprescindible para la generación de valor y para velar por la sostenibilidad.

Las prácticas de Responsabilidad Social se refuerzan con una comunicación más transparente y clara con los grupos de interés, quienes toman vital importancia en el planteamiento de acciones responsables a las que se suman el respeto por los derechos humanos y la contribución al desarrollo del país.

Gas Natural Fenosa ha adoptado una Política de Responsabilidad Corporativa y derechos humanos que se fundamentada en compromisos con los grupos de interés para promover que toda la compañía desde sus distintas áreas cumpla con los principios establecidos enmarcados en lo social, lo económico y lo ambiental.

A continuación se relacionan los siete compromisos que establece la política y las acciones desarrolladas en el marco de los mismos:

Integridad: Código Ético.

Sociedad: En la línea de educación, apoyo a la calidad de la educación, a través de programas como Pequeños Científicos, fondo de becas, formación de docentes, entre otros, y en cultura, el enfoque es facilitar el acceso a escenarios culturales a población en estado de vulnerabilidad: Museos y Teatros Vivos.

Medio Ambiente: Compromiso con la mejora de la calidad del aire a través del programa Amigos del Aire y campañas internas para el uso racional de los recursos.

Salud y Seguridad: Incrementar el uso seguro del gas natural a través de campañas institucionales como “Despierta, el monóxido de carbono mata” y “Viviendas Seguras”.

Orientación al cliente: Garantizar la excelencia del servicio a través de las promesas de valor hacia los clientes con la campaña Pasión por el Servicio.

Interés por las personas: Comprometidos con este grupo de interés, la empresa ha sido catalogada por MERCO como una de las mejores para trabajar en Colombia.

Resultados: La empresa evalúa periódicamente la gestión realizada en aras de hacer mejoramiento continuo de los diferentes procesos.

Cifras Financieras del Sector

Consolidadas

Cifras consolidadas del sector - $MM

	2000		2005		2010	
Balance general						
Activo	1.346.425	1.722.520	2.602.446	2.933.513	4.940.600	6.906.428
Pasivo	489.948	494.149	1.011.344	586.150	2.030.222	3.938.831
Patrimonio	856.477	1.228.371	1.591.102	2.347.363	2.910.379	2.967.597
Estado de resultados						
Ingreso operacional	623.860	359.482	1.657.034	568.680	3.239.884	876.547
Utilidad operacional	56.443	125.280	181.365	196.554	508.612	274.832
Utilidad neta	45.199	101.624	252.494	360.664	621.109	357.185
Indicadores financieros						
Endeudamiento (Pasivo/Activo)	36%	29%	39%	20%	41%	57%
Rentabilidad operativa del activo (Utilidad operacional/Activo)	4%	7%	7%	7%	10%	4%
Rentabilidad del patrimonio (Utilidad neta/Patrimonio)	5%	8%	16%	15%	21%	12%

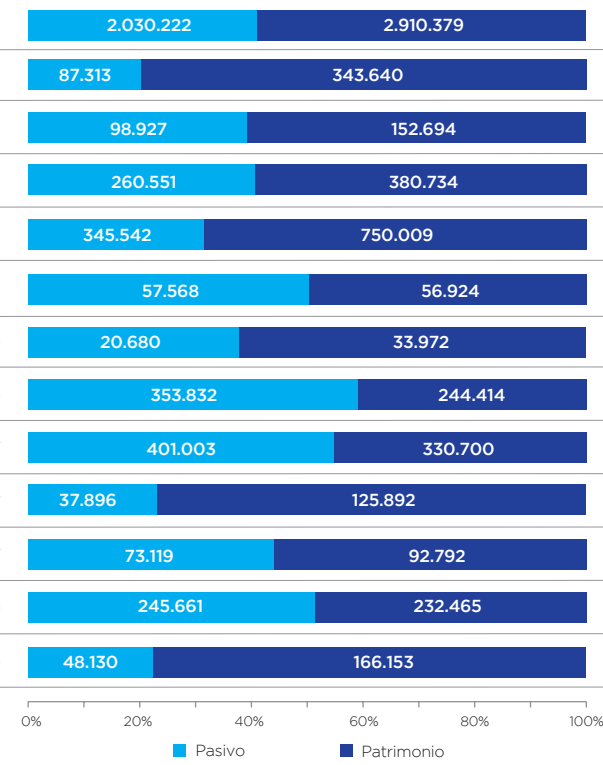
Fuente: SUI.

Distribuidoras Transportadoras

Distribuidoras de Gas Natural

Cifras del balance general - $MM

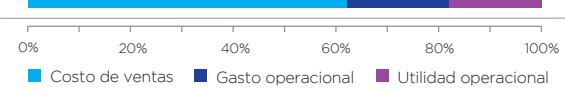
Distribuidoras	2000		2005		2010		Estructura patrimonial 2010	Variación Activo 2000-2010		Endeudamiento (Pasivo/Activo)		
	Activo	Usuarios	Activo	Usuarios	Activo	Usuarios		Periodo	Promedio anual	2000	2005	2010
Total	**1.346.425**	**2.118.350**	**2.602.446**	**3.734.504**	**4.940.600**	**5.720.129**	2.030.222 / 2.910.379	**267%**	**14%**	**36%**	**39%**	**41%**
Alcanos	69.585	129.710	183.037	247.841	430.953	417.794	87.313 / 343.640	519%	20%	11%	11%	20%
Efigas	56.949	44.056	147.853	172.814	251.621	319.026	98.927 / 152.694	342%	16%	60%	61%	39%
EPM	174.850	17.791	324.892	189.133	641.285	533.966	260.551 / 380.734	267%	14%	59%	32%	41%
Gas Natural	528.183	800.249	678.649	1.291.767	1.095.551	1.691.263	345.542 / 750.009	107%	8%	30%	42%	32%
Gas Natural Cundiboyacense	13.431	15.565	81.487	110.908	114.492	207.923	57.568 / 56.924	752%	24%	79%	58%	50%
Gases de La Guajira	10.451	35.075	26.175	48.975	54.652	70.419	20.680 / 33.972	423%	18%	23%	20%	38%
Gases de Occidente	86.164	130.880	263.635	465.102	598.246	738.529	353.832 / 244.414	594%	21%	60%	44%	59%
Gases del Caribe	155.097	402.712	347.953	510.893	731.703	646.837	401.003 / 330.700	372%	17%	38%	40%	55%
Gasoriente	116.445	182.179	117.328	201.445	163.778	232.177	37.896 / 125.892	41%	3%	16%	48%	23%
Llanogas	23.626	68.118	65.317	88.372	165.911	118.947	73.119 / 92.792	602%	22%	26%	13%	44%
Surtigas	81.977	277.846	244.134	372.346	478.126	487.959	245.661 / 232.465	483%	19%	40%	49%	51%
Otras distribuidoras	29.667	14.169	121.985	34.908	214.283	255.289	48.130 / 166.153	622%	22%	16%	19%	22%



Fuente: SUI.

Distribuidoras	Ingreso operacional - $MM 2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000-2010 Periodo	Promedio anual	Margen operacional (Utilidad operacional/ ingreso operacional) 2000	2005	2010	Rentabilidad operativa del activo (Util. operacional/Activo) 2000	2005	2010
Total	**623.860**	**1.657.034**	**3.239.884**	68% 16% 16%	**419%**	**18%**	**9%**	**11%**	**16%**	**4%**	**7%**	**10%**
Alcanos	30.975	69.351	190.310	74% 13% 13%	514%	20%	16%	3%	13%	7%	1%	6%
Efigas	19.883	79.585	171.016	59% 16% 25%	760%	24%	(1%)	3%	25%	0%	2%	17%
EPM	18.322	132.524	318.560	83% 14% 4%	1.639%	33%	(98%)	(11%)	4%	(10%)	(4%)	2%
Gas Natural	190.491	533.703	903.732	60% 17% 23%	374%	17%	19%	23%	23%	7%	18%	19%
Gas Natural Cundiboyacense	11.670	39.900	85.237	68% 12% 20%	630%	22%	6%	17%	20%	6%	8%	15%
Gases de La Guajira	8.250	12.839	23.701	67% 24% 9%	187%	11%	7%	12%	9%	6%	6%	4%
Gases de Occidente	80.738	237.922	457.014	77% 12% 11%	466%	19%	5%	0%	11%	3%	0%	9%
Gases del Caribe	128.226	249.943	485.434	62% 22% 17%	279%	14%	9%	10%	17%	7%	7%	11%
Gasoriente	31.334	59.471	95.746	72% 21% 7%	206%	12%	27%	18%	7%	7%	9%	4%
Llanogas	10.782	20.744	73.540	77% 10% 13%	582%	21%	5%	8%	13%	2%	3%	6%
Surtigas	82.219	176.518	333.232	76% 15% 10%	305%	15%	9%	12%	10%	9%	9%	7%
Otras distribuidoras	10.970	44.533	102.361	62% 20% 18%	833%	25%	10%	(2%)	18%	4%	(1%)	9%

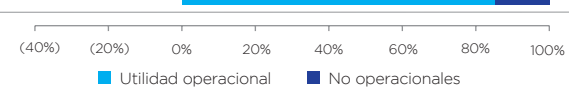
Fuente: SUI.



Utilidad neta - $MM

Distribuidoras	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000-2010		Margen neto (Utilidad neta/ Ingreso operacional)			Rentabilidad del patrimonio (Utilidad neta/Patrimonio)		
					Periodo	Promedio anual	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Total	**45.199**	**252.494**	**621.109**	508.612 / 112.497	**1274%**	**30%**	**7%**	**15%**	**19%**	**5%**	**16%**	**21%**
Alcanos	5.690	10.093	49.080	25.308 / 23.772	763%	24%	18%	15%	26%	9%	6%	14%
Efigas	(35)	3.822	40.615	(2.171) / 42.786	116.144%	100%	0%	5%	24%	0%	7%	27%
EPM	(13.576)	13.501	16.723	11.603 / 5.120	223%	22%	(74%)	10%	5%	(19%)	6%	4%
Gas Natural	21.215	120.854	205.668	(5.041) / 210.709	869%	26%	11%	23%	23%	6%	31%	27%
Gas Natural Cundiboyacense	295	7.258	14.334	(2.747) / 17.081	4.759%	47%	3%	18%	17%	10%	21%	25%
Gases de La Guajira	578	2.345	4.963	2.063 / 2.900	759%	24%	7%	18%	21%	7%	11%	15%
Gases de Occidente	4.061	14.604	65.939	51.505 / 14.434	1.524%	32%	5%	6%	14%	12%	10%	27%
Gases del Caribe	10.936	40.725	106.747	80.667 / 26.080	876%	26%	9%	16%	22%	11%	19%	32%
Gasoriente	7.682	6.258	4.450	(2.316) / 6.767	(42%)	(5%)	25%	11%	5%	8%	10%	4%
Llanogas	542	2.741	3.670	(5.916) / 9.586	577%	21%	5%	13%	5%	3%	5%	4%
Surtigas	6.828	28.489	87.306	32.132 / 55.173	1.179%	29%	8%	16%	26%	14%	23%	38%
Otras distribuidoras	983	1.805	21.614	18.405 / 3.209	2.098%	36%	9%	4%	21%	4%	2%	13%

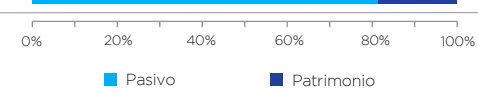
Fuente: SUI.



Transportadoras de Gas Natural

Cifras del balance general - $MM

Transportadoras	2000		2005		2010		Estructura patrimonial 2010	Variación Activo 2000-2010		Endeudamiento (Pasivo/Activo)		
	Activo	km de gasoductos	Activo	km de gasoductos	Activo	km de gasoductos		Periodo	Promedio anual	2000	2005	2010
Total	**1.722.520**	**5.268**	**2.933.513**	**6.192**	**6.906.428**	**7.457**	3.938.831 / 2.967.597	**301%**	**15%**	**29%**	**20%**	**57%**
Progasur	5.904	50	15.198	62	41.059	222	11.962 / 29.097	595%	21%	13%	3%	29%
Promigas	771.886	1.327	1.452.061	1.922	2.204.454	2.363	1.017.919 / 1.186.535	186%	11%	36%	34%	46%
TGI	800.550	3.653	1.240.618	3.886	4.050.323	4.503	2.497.241 / 1.553.082	406%	18%	20%	3%	62%
Transgastol	8.937	19	9.466	45	14.124	51	1.673 / 12.450	58%	5%	38%	10%	12%
Transmetano	102.758	149	146.945	149	125.814	149	34.885 / 90.929	22%	2%	36%	26%	28%
Transoccidente	4.311	11	8.684	11	12.625	11	1.634 / 10.991	193%	11%	7%	16%	13%
Transoriente	28.174	59	60.541	117	458.029	157	373.516 / 84.514	1.526%	32%	63%	31%	82%



Nota: Las cifras financieras de TGI incluyen Transcogas.
Fuente: SUI.

Ingreso operacional - $MM

Transportadoras	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000-2010		Margen operacional (Utilidad operacional/ Ingreso operacional)			Rentabilidad operativa del activo (Util. operacional/Activo)		
					Periodo	Promedio anual	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Total	**359.482**	**568.680**	**876.547**	37% / 32% / 31%	**144%**	**9%**	**35%**	**35%**	**31%**	**7%**	**7%**	**4%**
Progasur	986	1.319	3.568	44% / 25% / 31%	262%	14%	48%	(32%)	31%	8%	(3%)	3%
Promigas	128.280	152.103	261.773	41% / 26% / 33%	104%	7%	48%	16%	33%	8%	2%	4%
TGI	199.764	371.962	559.414	33% / 36% / 30%	180%	11%	24%	43%	30%	6%	13%	4%
Transgastol	687	2.283	5.611	29% / 35% / 36%	717%	23%	24%	23%	36%	2%	6%	14%
Transmetano	25.851	30.272	32.206	54% / 14% / 33%	25%	2%	58%	27%	33%	15%	6%	8%
Transoccidente	936	2.135	3.414	25% / 44% / 31%	265%	14%	48%	20%	31%	11%	5%	8%
Transoriente	2.978	8.606	10.562	40% / 15% / 45%	255%	13%	39%	34%	45%	4%	5%	1%

Nota: Las cifras financieras de TGI incluyen Transcogas.
Fuente: SUI.

Costo de ventas · Gasto operacional · Utilidad operacional

Utilidad neta - $MM

Transportadoras	2000	2005	2010	Composición - 2010	Variación 2000-2010 Periodo	Variación 2000-2010 Promedio anual	Margen neto (Utilidad neta/ Ingreso operacional) 2000	Margen neto 2005	Margen neto 2010	Rentabilidad del patrimonio (Utilidad neta/Patrimonio) 2000	Rentabilidad del patrimonio 2005	Rentabilidad del patrimonio 2010
Total	**101.624**	**360.664**	**357.185**	274.832 / 82.353	**251%**	**13%**	**28%**	**63%**	**41%**	**8%**	**15%**	**12%**
Progasur	357	(372)	2.389	1.097 / 1.292	569%	21%	36%	(28%)	67%	7%	(3%)	8%
Promigas	59.163	169.942	265.484	85.396 / 180.089	349%	16%	46%	112%	101%	12%	18%	22%
TGI	37.414	179.609	69.831	(100.090) / 169.921	87%	6%	19%	48%	12%	6%	15%	4%
Transgastol	149	554	2.090	1.998 / 92	1.303%	30%	22%	24%	37%	3%	6%	17%
Transmetano	5.089	7.786	10.198	(369) / 10.567	100%	7%	20%	26%	32%	8%	7%	11%
Transoccidente	410	726	1.118	1.066 / 52	173%	11%	44%	34%	33%	10%	10%	10%
Transoriente	(958)	2.420	6.075	4.788 / 1.287	(734%)	40%	(32%)	28%	58%	(9%)	6%	7%

Utilidad operacional No operacionales

Nota: Las cifras financieras de TGI incluyen Transcogas.
Fuente: SUI.

Evaluación Integral del Fenómeno de El Niño 2009 - 2010

Evaluación Integral del Fenómeno de El Niño 2009 - 2010

Cifras del Evento

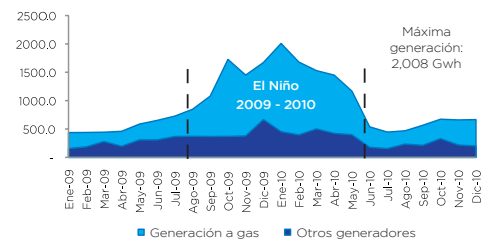
Dado que el informe de 2009 se concentró de forma importante en los efectos del fenómeno de El Niño sobre el sector en el año 2000, y que dicho fenómeno se extendió un poco más del primer trimestre de 2010, consideramos necesario cerrar el tema complementándolo con lo sucedido en dicho periodo. Así nos aseguramos de dejar debidamente reseñado tan relevante evento para propósitos de consulta.

Principales indicadores del sistema

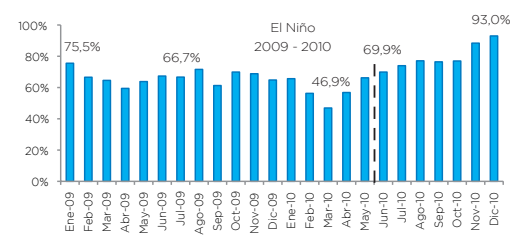
Concepto	Unidad	2009	2010
Demanda nacional	**Gwh**	**54.679**	**56.148**
Capacidad efectiva		**13.496**	**13.290**
Hidraúlica		8.525	8.525
Térmica	**Mw**	4.362	4.089
A gas		2.757	2.478
Otros combustibles		1.605	1.611
Otros		609	676
Mínimo nivel de embalse	**%**	**59%**	**47%**
Generación nacional		**55.966**	**56.888**
Hidraúlica		38.714	38.089
Térmica	**Gwh**	14.476	15.555
A gas		10.521	11.850
Otros combustibles		3.955	3.705
Otros		2.776	3.244
Precio promedio bolsa	**$/Kwh**	**141**	**130**
Promedio consumo de gas		**245**	**273**
Térmicas Costa Caribe	**Mpcd**	202	229
Térmicas interior del país		43	44

Fuente: UPME, XM.

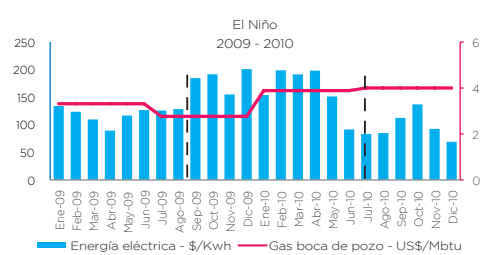
Generación térmica - Gwh



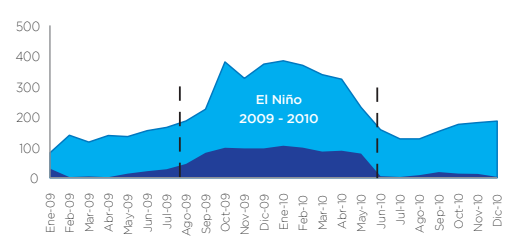
Nivel de embalse - %



Precio energía vs. precio gas natural

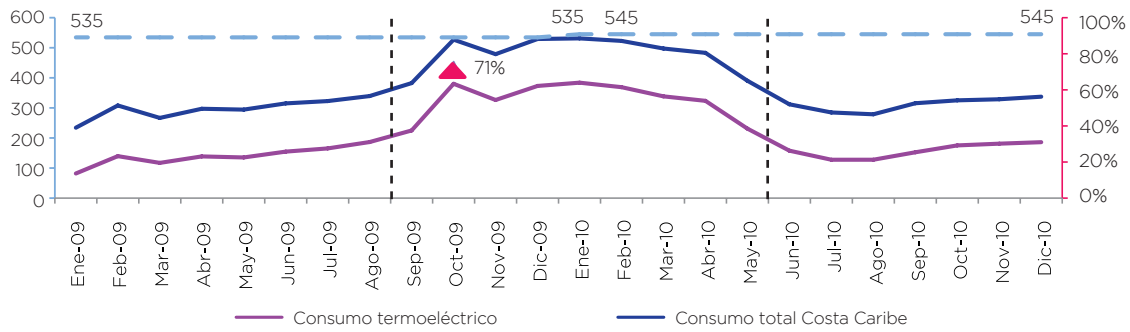


Termoeléctricas
Consumo de gas natural - Mpcd



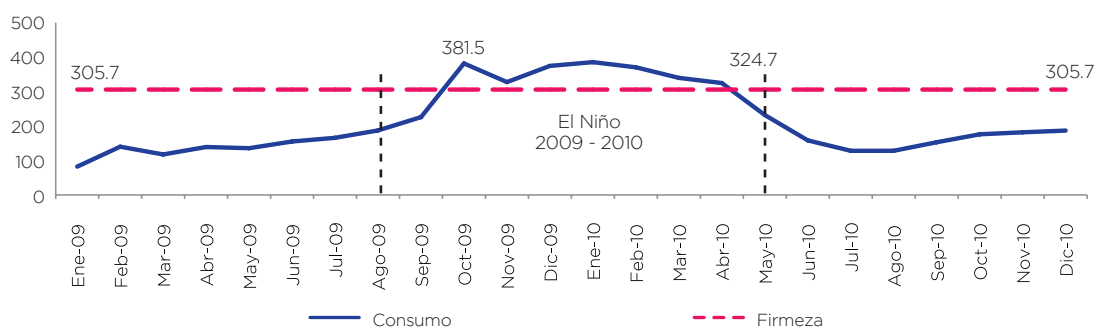
Costa Caribe

Consumo de gas natural en Costa Caribe - Mpcd

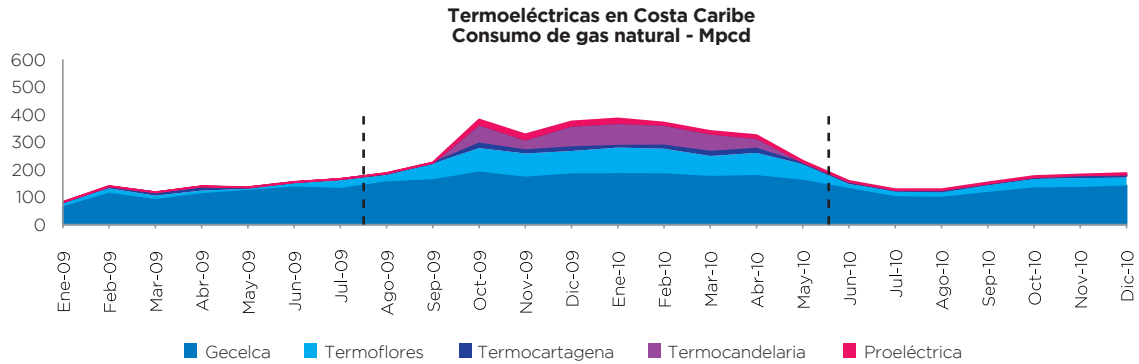


Durante el periodo del fenómeno de El Niño, en los meses de octubre y diciembre de 2009, y enero de 2010, el sistema de transporte de gas natural en la Costa Caribe colombiana fue utilizado a su máxima capacidad. La mayor utilización la tuvo el sector termoeléctrico durante el mes de octubre de 2009, con 71% de los 535 Mpcd que el sistema ofrece como capacidad máxima teórica.

Térmicas a gas Costa Caribe - Mpcd

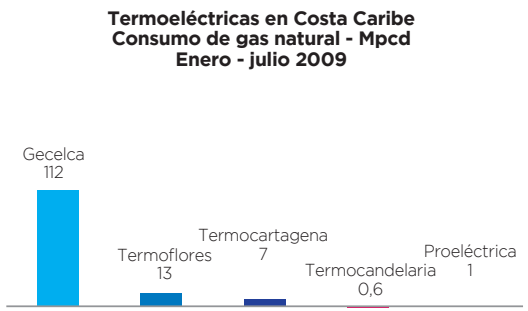


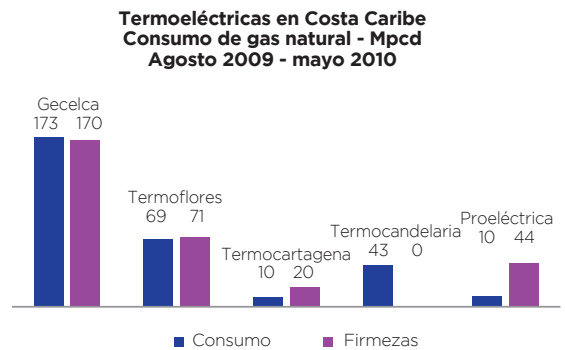
Las térmicas a gas natural que utilizan el sistema de transporte de la Costa Caribe, tuvieron durante el periodo del fenómeno de El Niño una firmeza contratada de 305.7 Mpcd, que fue utilizada en cantidades de gas mayores a esta firmeza, durante el periodo octubre de 2009 a abril de 2010.

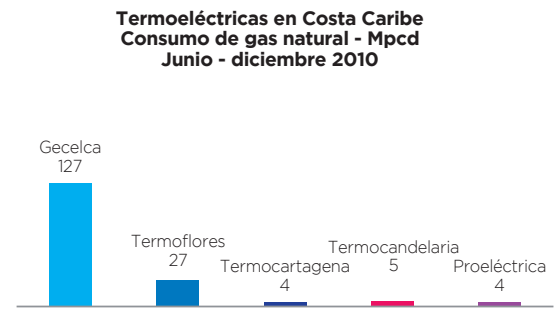


Básicamente en tres termoeléctricas: Gecelca, Termoflores y Termocandelaria, se sustentó la mayor generación de energía eléctrica con base en gas, a la que recurrió el sistema para evitar un posible racionamiento durante el periodo analizado del fenómeno de El Niño.

Los gráficos ilustran los menores consumos de todas las térmicas antes y después del evento, comparados con los consumos durante el periodo de El Niño.

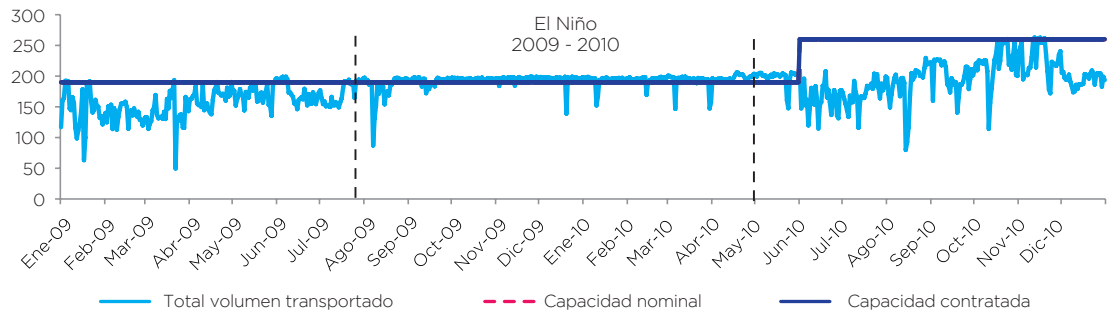




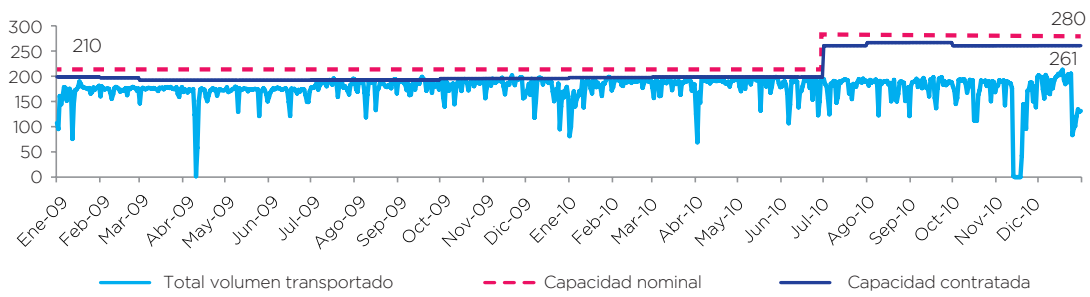


Interior del país

Gas natural en el interior del país
Gasoducto Ballena/Barrancabermeja - Mpcd



Gas natural en el interior del país
Gasoducto Cusiana/El Porvenir - Mpcd



Cuando inció el fenómeno de El Niño, la capacidad del gasoducto Ballena - Barrancabermeja era de 190 Mpcd como ilustra el gráfico. El evento tuvo un impacto importante, de tal magnitud que durante 299 días del periodo, el volumen transportado por dicho gasoducto fue superior a la mencionada capacidad teórica, impacto explicado principalmente por la alta demanda de las termoeléctricas a gas, originada por los efectos del fenómeno.

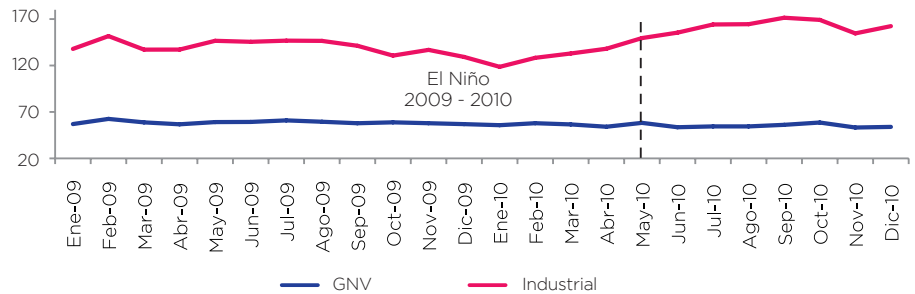
En consecuencia de lo anterior, se presentaron restricciones en los consumos de algunos sectores, debido a que se le otorgó prioridad al consumo térmico, evitando un racionamiento eléctrico.

Durante el segundo semestre de 2010, TGI incrementó la capacidad de este tramo de su sistema, logrando una capacidad de 280 Mpcd.

La entrada en funcionamiento de la fase I de la expansión del gasoducto de Cusiana, en julio de 2010, permitió pasar de 210 Mpcd a 280 Mpcd. Vale la pena mencionar que de esta capacidad total solo se ha contratado el 84%.

La fase II de la expansión de Cusiana Interior, que se estima entre en funcionamiento en el primer trimestre de 2011, le permitirá transportar 390 Mpcd. El costo estimado de las dos fases es de 380 US$MM.

Interior del país
Consumo de gas natural - Mpcd

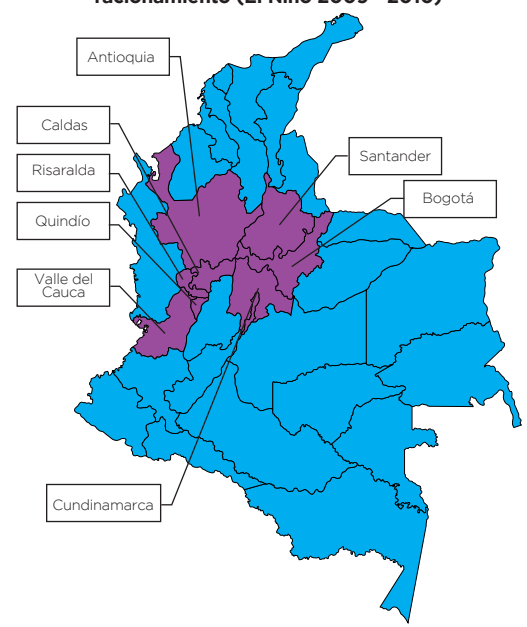


Las medidas decretadas por el Gobierno Nacional durante el fenómeno de El Niño, que en primera instancia estaba el definir que existía la necesidad de decretar un racionamiento y establecer unos niveles prioritarios de atención durante dicho racionamiento programado, dejaron como principales afectados los sectores de GNV e industrial. Posteriormente, el MME otorgó al GNV igual prioridad que la de los sectores residenciales y comerciales, dejando únicamente al sector industrial en el último nivel de abastecimiento.

Racionamiento programado de gas natural afecta al sector de GNV e industria en el interior del país

15-Sep-09	24-Sep-09	29-Sep-09	6-Oct-09	23-Nov-09
Suspensión del servicio a 41 usuarios industriales y 126 EDS en el departamento de Santander. Los taxistas bloquean vías por falta del servicio que se prolongó por más de 30 horas.	Desabaste-cimiento de gas natural en Cundinamarca afecta a más de 120.000 vehículos, 20.000 de ellos taxistas. En Bogotá, por lo menos 40 clientes industriales frenaron la producción por la crisis.	MME expide resolución para establecer prioridad del abastecimiento de gas en periodos de racionamiento programado. Alta prioridad de abastecimiento de usuarios residenciales y comerciales, GNV e industria, quedaron con menor prioridad.	Gazel informó racionamientos de GNV para las EDS ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Tolima, Huila, Risaralda, Caldas, Quindío y Valle del Cauca. En Bogotá, cerca de 30 industrias no cuentan con el servicio de gas.	MME expide resolución que incluye al sector de GNV dentro del primer nivel de abastecimiento de gas natural en periodo de crisis. La medida deja como principal afectado al sector industrial del interior del país.

Principales departamentos afectados por el racionamiento (El Niño 2009 - 2010)



Medidas para garantizar el suministro interno del país

Decreto 880 - 2007

El MME fijó el orden de atención prioritaria al presentarse insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de emergencia no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda. Dentro de los eventos previstos por el MME estaba la ocurrencia del fenómeno de El Niño.

Resolución MME 181654 de 2009

Declaró el inicio del racionamiento programado de gas y estableció prioridades de atención:

1. Estaciones compresoras.
2. Usuarios residenciales y pequeños comerciales.
3. Demanda de gas natural eléctrica nacional según despacho económico.
4. Demanda de gas natural eléctrica nacional para garantizar obligaciones de energía firme-OEF.
5. Usuarios industriales que sean cogeneradores.
6. Sector de GNV.
7. Demanda remanente.

Resolución 181686 de 2009 y Resolución 182074 de 2009

Incluyó la refinería de Barrancabermeja y al GNV, con la misma prioridad de usuarios residenciales y comerciales.

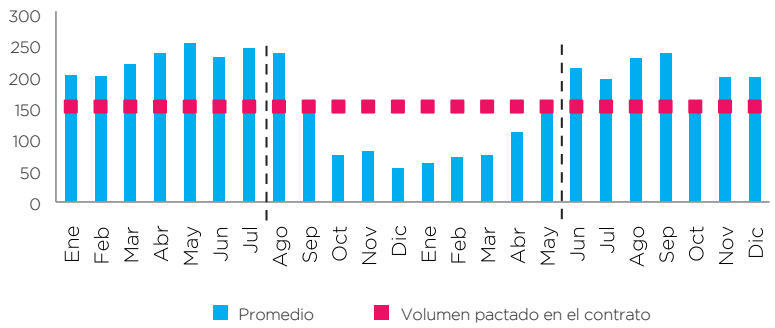
Medidas dentro del racionamiento programado de gas natural 2010

Resolución MME	Fecha	Detalle	Tipos de restricción	Empresa	Inicio		Fin		Asignaciones máximas de gas natural al sistema - Mpcd		
					Hora	Día	Hora	Día	Refinería Barranca/meja	Térmica Costa Caribe	Térmica Interior del país
180197	11-feb	• Reducción en la producción de Guajira a 460 Mpcd	Suministro	Chevron Petroleum	00:00	14-feb-10	24:00	14-feb-10		150	50
18033	1-mar	• Mayor requerimiento de gas para la operación de refinería de Barrancabermeja	Suministro	Ecopetrol	00:00	2-mar-10	24:00	3-mar-10	70		65
180394	11-mar	• Reducción en la producción de Guajira a 460 Mpcd • Mayor requerimiento de gas para la operación de refinería de Barrancabermeja • Parada de la estación compresora de Casacará - Barrancabermeja	Suministro y transporte	Chevron Petroleum, Ecopetrol y TGI	00:00	15-mar-10	24:00	31-mar-10	43		
					00:00	15-mar-10	24:00	29-mar-10			92
					00:00	30-mar-10	24:00	31-mar-10			46
					00:00	28-mar-10	24:00	1-abr-10		100	
					00:00	30-mar-10	24:00	31-mar-10		146	
180497	25-mar	• Reducción en la producción de Guajira a 445 Mpcd • Mayor requerimiento de gas para la operación de refinería de Barrancabermeja	Suministro	Chevron Petroleum y Ecopetrol	00:00	26-mar-10	24:00	27-mar-10	51		85
					00:00	28-mar-10	24:00	29-mar-10	51	85	85
					00:00	30-mar-10	24:00	31-mar-10	51	131	39
					00:00	1-abr-10	24:00	1-abr-10	43	85	93
					00:00	2-abr-10	24:00	4-abr-10	43		93
180551	6-abr	• Mayor requerimiento de gas para la operación de refinería de Barrancabermeja	Suministro	Ecopetrol	00:00	7-abr-10	24:00	12-abr-10	42		93
180591	12-abr	• Mayor requerimiento de gas para la operación de refinería de Barrancabermeja	Suministro	Ecopetrol	00:00	13-abr-10	24:00	20-abr-10	50		85
					00:00	21-abr-10	24:00	21-abr-10	48		87
					00:00	22-abr-10	24:00	29-abr-10	39		96
181156	30-jun	• Reducción en la producción de Guajira	Suministro	Chevron Petroleum	00:00	3-may-10	24:00	3-may-10		70 - Generación térmica	
					00:00	4-may-10	24:00	4-may-10		50 - Generación térmica	
					00:00	5-may-10	24:00	5-may-10		100 - Generación térmica	
181432	6-ago	• Mayor requerimiento de gas para la operación de refinería de Barrancabermeja • Reducción de la capacidad de transporte del interior del país	Suministro y transporte	Chevron Petroleum y Ecopetrol	00:00	12-ago-10	24:00	12-ago-10	55		0
					00:00	13-ago-10	24:00	13-ago-10	55		0
					00:00	14-ago-10	24:00	14-ago-10	51		0
					00:00	15-ago-10	24:00	15-ago-10	51		0
					00:00	16-ago-10	24:00	16-ago-10	51		0

Fuente: MME.

Gas natural entregado a Venezuela durante el fenómeno de El Niño

Volúmenes entregados a Venezuela - Mpcd



Durante 2009 se exportaron en promedio 179,4 Mpcd de gas natural a Venezuela, mientras que durante 2010 se entregaron 155,3 Mpcd, una disminución del 13% con respecto al año anterior. A pesar de esta baja, se cumplió con las cifras establecidas en el contrato para estos años.

Volúmenes comprometidos para exportación a Venezuela

Gas comprometido (Mpcd)	Periodo
50	Enero 1 de 2008 - Diciembre 31 de 2008
150	Enero 1 de 2009 - Diciembre 31 de 2010
100	Enero 1 de 2011 - Diciembre 31 de 2011

Fuente: Memorias del Congreso 2006 - 2007.

Interrupciones en el suministro a Venezuela

Concepto	2009	2010
Horas sin suministro de gas natural	192	216
Días sin suministro de gas natural	8	9

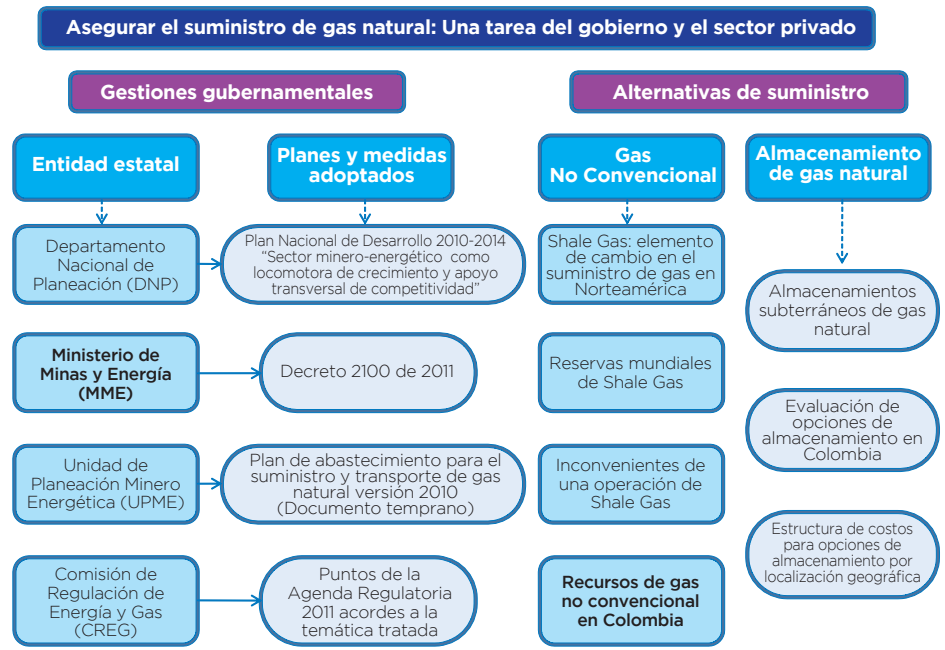
Fuente: Promigas.

Asegurar el Suministro de Gas Natural: Una Tarea del Gobierno y el Sector Privado

Asegurar el Suministro de Gas Natural: Una Tarea del Gobierno y el Sector Privado

En este capítulo se muestran los diferentes planes y medidas adoptados por las entidades gubernamentales que rigen el sector gas natural en Colombia, que han sido establecidos con el fin de asegurar el suministro de dicho combustible. A través de estos, el Gobierno define los lineamientos y las bases para que sea el sector privado quien se encargue de ejecutar y desarrollar la infraestructura necesaria para la consecución del firme propósito de garantizar: Un suministro de gas natural seguro y confiable para el país en el mediano y largo plazo.

En el siguiente gráfico se resume el contenido desarrollado en este capítulo.



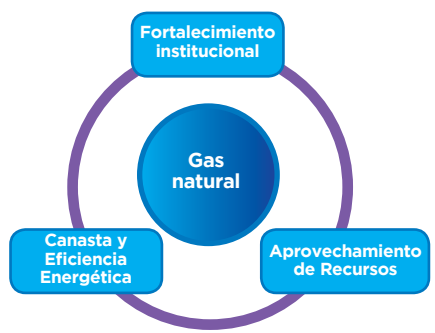
Gestiones Gubernamentales

Departamento Nacional de Planeación (DNP)

A continuación se detallan las directrices expuestas por el DNP, encaminadas a solucionar la problemática de aseguramiento del suministro de gas natural.

Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 "Sector Minero-Energético Como Locomotora de Crecimiento y Apoyo Transversal de Competitividad"

El DNP, a través del Plan Nacional de Desarrollo 2010 - 2014, estableció los lineamientos a seguir para el desarrollo del sector gas, para lo cual definió tres aspectos primordiales como lo ilustra la figura.



Fortalecimiento institucional

- Fortalecimiento del marco institucional en el sector gas natural para un mejor desempeño y coordinación entre los Agentes:

✓ Crear un agente responsable de la coordinación, la recopilación, el análisis y la publicación de la información del sistema de transporte de gas.

✓ Ajustar el Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO-GAS), para desarrollar los acuerdos operativos y protocolos siguiendo las mejores prácticas internacionales.

✓ Consolidación y fortalecimiento del área técnica de la ANH, con el objeto de responder oportunamente al crecimiento del sector.

Canasta y eficiencia energética

- Fomentar el uso eficiente y racional de combustibles, incentivando la utilización de vehículos eléctricos, híbridos o de gas combustible en el parque automotor y en particular en los sistemas de transporte masivo.
- Impulsar la armonización de los esquemas de promoción del uso del GLP y el GN, eliminando distorsiones en los mecanismos de traslado entre los costos y las señales de precios, propiciando una mayor eficiencia en la asignación.
- Promover el crecimiento económico y la creación de empleo de las industrias intensivas en energía eléctrica y gas natural. Eliminación gradual de la contribución industrial en los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Estas medidas no deben comprometer la sostenibilidad del esquema de solidaridad.

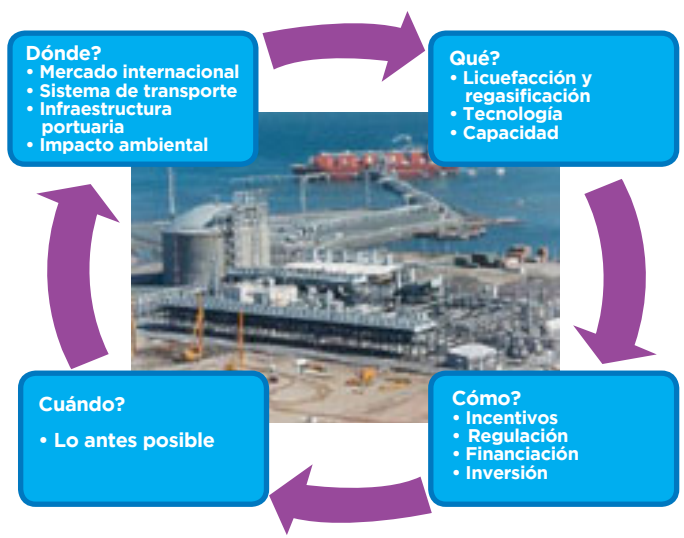
Aprovechamiento de recursos

- Ampliar conocimiento del subsuelo.
- Materializar potenciales yacimientos no convencionales (estudio en ejecución DNP, MME, ANH y UPME, entrega junio 2011).

- Establecer lineamientos de política para el abastecimiento y la confiabilidad de la prestación del servicio en el mediano plazo:

  ✓ Profundizar en la promoción de la actividad exploratoria, mediante la libertad de las exportaciones.

  ✓ Diseñar esquema para importar gas natural, a fin de garantizar el abastecimiento interno bajo un mecanismo eficiente. Planta de regasificación y licuefacción (estudio por ejecutar DNP, MME y ANH).



Grandes proyectos del sector gas expuestos en el PND

En los anexos del Plan Nacional de Desarrollo 2010 - 2014, se encuentra el siguiente proyecto de expansión:

Proyecto del sector gas en PND 2010 - 2014

Nombre del proyecto	Expansión del gasoducto Cusiana-Vasconia - Cali
Descripción	Construcción de estaciones compresoras, adecuación y ampliación de estaciones ya existentes y loops con el fin de ampliar la capacidad de 180 Mpcd hasta una capacidad futura de 380 Mpcd. Aumento escalonado de acuerdo con incremento de producción de gas de Cusiana.
Región	Atraviesa los departamentos: Casanare, Boyacá, Tolima, Risaralda, Quindío y Valle del Cauca.
Inversión	350 millones de dólares
Responsable del proyecto	Transportadora de Gas - TGI S.A. ESP

Minminas

El MME por medio del Decreto 2100 de 2011, estableció mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y dictó otras disposiciones que de manera directa o indirecta repercuten en el objetivo inicialmente planteado. Esta normativa derogó especialmente, entre otros, el Decreto 2730 de 2010, a través del cual esta cartera, el año anterior, había regulado de manera extensa está misma temática.

Decreto 2100 de 2011

El alcance que pretende el MME con esta norma se puede sintetizar en:

1. Garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas combustible, para lo cual se prevé:

    a) Establecer lineamientos que incentiven la importación y la exportación con el fin de aumentar fuentes de suministro.

    b) Definir lineamientos para el mecanismo de comercialización de gas.

2. Establecer lineamientos de coordinación operativa del sector.

Esta normativa se encuentra dividida en cuatro (4) capítulos, de los cuales se sintetizan a continuación los aspectos de mayor trascendencia:

1. Definiciones relevantes

Campos menores: Campos productores de hidrocarburos cuyo PP es igual o inferior a 30 Mpcd.

Cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV): Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro.

Demanda esencial: Corresponde a la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales, GNV; las estaciones de compresión del SNT y las refinerías.

Gas natural de propiedad del Estado proveniente de regalías y de las participaciones de la ANH: Es el gas que recibe el Estado a título de regalía y/o como participación en la propiedad del recurso en los contratos, convenios de exploración y explotación de hidrocarburos suscritos con la ANH.

Potencial de producción de gas natural de un campo determinado (PP): Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación.

Producción comprometida de un productor (PC): Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro que garanticen firmeza para cada campo o en un punto de entrada al SNT.

Producción total disponible para la venta (PTDV): Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor-comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT.

2. Abastecimiento del gas y confiabilidad del servicio

En este capítulo se tocan diversos aspectos concernientes al aseguramiento del abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas natural, entre otros:

- Obligación de atención prioritaria.

  ➜ Demanda para consumo interno.
  ➜ Suspensión de exportaciones en situaciones de insalvables restricciones o emergencias.
- Demanda esencial: Mercado residencial, comercial regulado, GNV, compresoras SNT y refinerías.

  ➜ Obligatoriedad de contratación capacidad en firme (respaldo físico).
  ➜ Penalidades por incumplimiento en la contratación:

    ✓ Costos de Agentes afectados en caso de restricciones o emergencias.
    ✓ Costo de oportunidad reconocido a exportadores por gas dejado de entregar en caso de suspensiones.

- Gas natural propiedad del Estado:

  ➜ Mecanismo de asignación no puede aumentar la concentración de la oferta.
  ➜ Atención prioritaria a demanda interna.

- Certificación y publicación de reservas:

  ➜ Productores presentarán anualmente a ANH certificación de reservas expedida por organismo especializado según criterios y procedimientos de ANH .

- Declaración de producción:

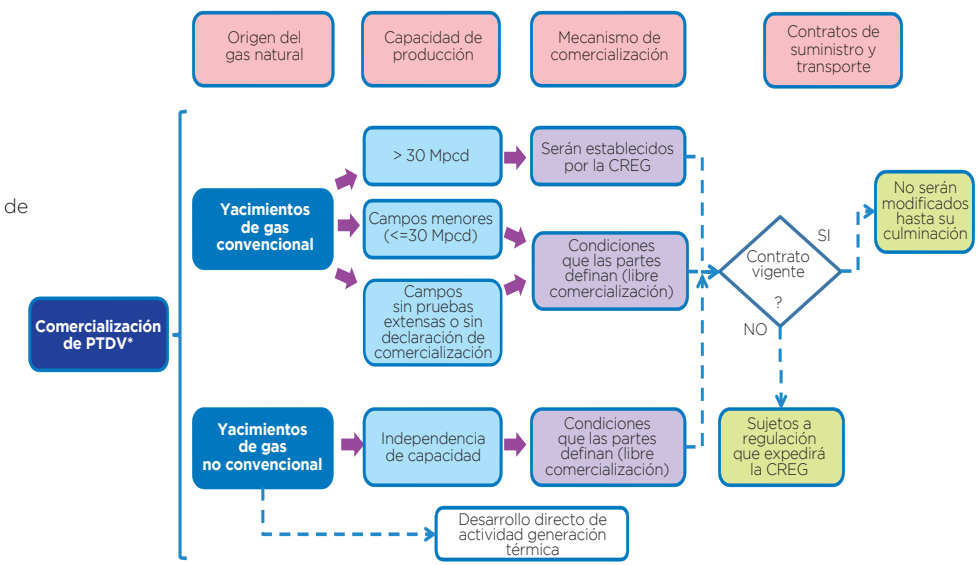
  ➜ Producción total disponible para la venta (PTDV).
  ➜ Producción comprometida (PC).
  ➜ Potencial de producción (PP).
  ➜ Porcentaje de participación de productores y Estado en cada campo.
  ➜ Desagregación mensual para un periodo de 10 años.

- Plan de abastecimiento: Horizonte a 10 años, actualizado anualmente.

- Inversiones en confiabilidad: CREG establecerá dentro de 6 meses los criterios de confiabilidad. Posibilidad de incluir en base tarifaria de Agentes Operacionales.

- Comercialización de gas natural dependiendo del origen de este.

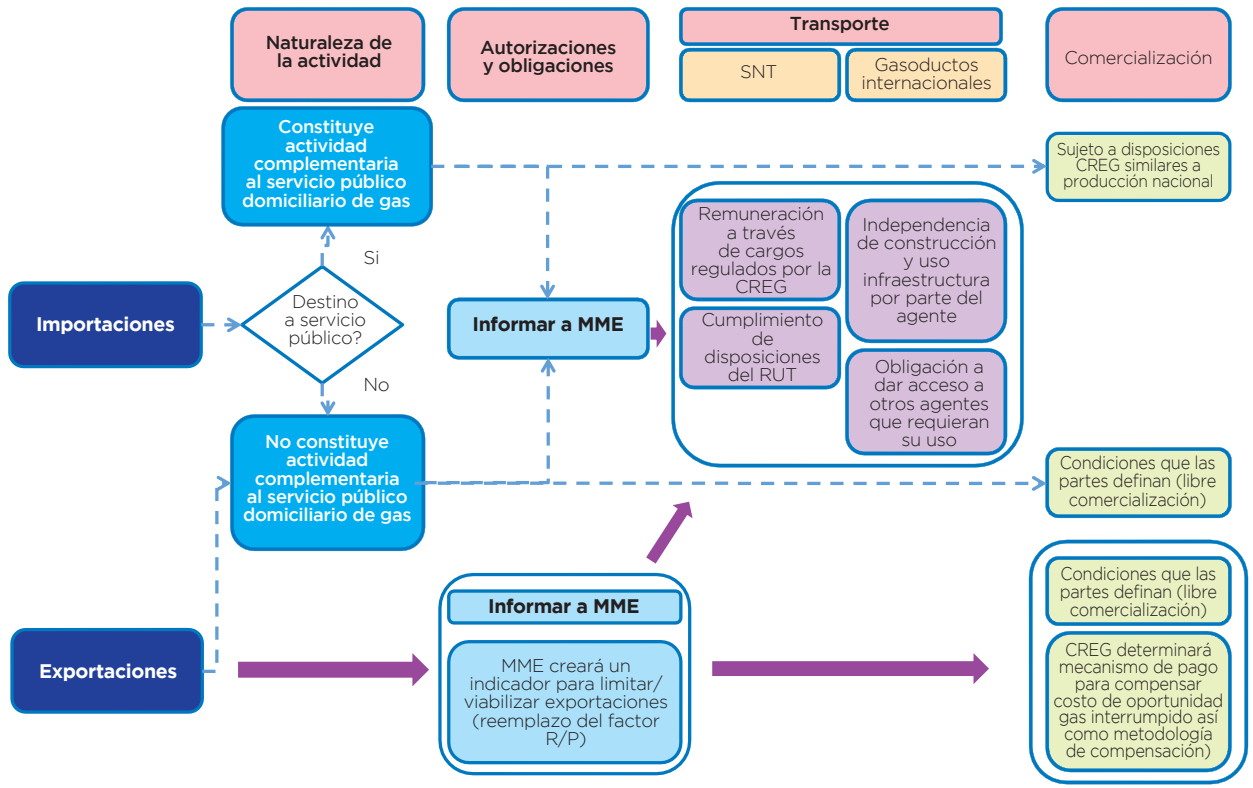
El desarrollo de este ítem se presenta en el siguiente mapa conceptual:



*PTDV: Producción total de gas natural disponible para la venta en un campo determinado.

3. Exportaciones e importaciones de gas natural

En el siguiente mapa conceptual se resume la normativa expuesta por este decreto para estas actividades:



- Los agentes tendrán libre acceso a la infraestructura de regasificación siempre que exista la capacidad requerida, sin afectar la contratación vigente.

4. Comercialización en periodos de transición

En este capítulo se establece la normatividad que tendrá vigencia en el periodo de transición con respecto a la comercialización de la producción total de gas natural disponible para la venta de un campo determinado (PTDV) y de la cantidad importada disponible para la venta (CIDV) de un agente importador.

El periodo de transición de este decreto es desde el 15 de junio de 2011, fecha de su publicación, hasta el 31 de diciembre de 2011. La CREG debía establecer un procedimiento dentro de los 15 días siguientes a la publicación, para lo cual la Comisión presentó un proyecto a través de la Resolución 081 de 2011.

Para la comercialización de los campos libres, la CREG deberá velar por:

- Reducir incertidumbre respecto a contratación a corto y mediano plazo.

- Adjudicar PTDV y/o CIDV a los agentes para atención de consumo interno.

- Prever que productores - comercializadores puedan asumir compromisos de exportación sin mecanismo de comercialización durante transición.

En lo concerniente a la comercialización de campos regulados, la Comisión velará por:

- Oferta según términos y fechas definidos por MME (o quien designe) para cantidades a contratar bajo modalidad en firme de la PTDV.

- Gas asignado durante periodo previsto no podrá ser para exportación.

- Orden de asignación para contratación en firme de PTDV en campos regulados:

1. Estaciones compresoras del SNT.
2. Distribuidores para atender residenciales y pequeños comerciales con contratos vigentes.
3. Distribuidores para industriales regulados con contratos vigentes.
4. Distribuidores para usuarios residenciales y pequeños comerciales sin contratos vigentes.
5. Distribuidores para industriales regulados sin contratos.
6. Refinerías.
7. GNV con contratos vigentes.
8. Industria no regulada con contratos vigentes.
9. Plantas termoeléctricas con contratos vigentes.
10. GNV, industriales no regulados o termoeléctricas sin contratos.
11. Exportación.

UPME

Plan de Abastecimiento para el Suministro y el Transporte de Gas Natural - Versión 2010 (Documento Temprano)

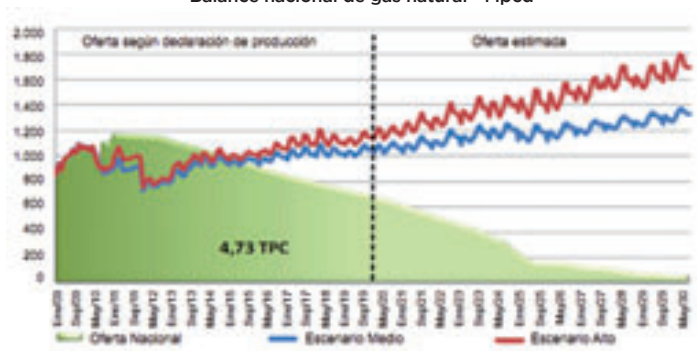
La UPME, a través de este documento, presentó la definición de las principales variables que hacen parte de los escenarios de abastecimiento, que serán detallados en el documento final que será complementado con los requerimientos del Decreto 2730 de 2010.

El planteamiento de selección de única alternativa para satisfacer las necesidades de la demanda nacional, fue modificado por un análisis de la perspectiva de abastecimiento ante diferentes escenarios de incorporación de oferta nacional y extranjera. Esta versión del plan no pretende establecer una solución definitiva, sino ofrecer una serie de alternativas que puedan irse dando en la medida que evolucione la situación de oferta del sector gas.

Se presenta a continuación un resumen con los aspectos más relevantes de este documento:

Comportamiento de la disponibilidad de gas vs. la demanda esperada.

Balance nacional de gas natural - Mpcd



Aun cuando los escenarios que se presentan muestran un periodo de evaluación de 20 años (hasta 2030), principalmente se busca identificar soluciones de abastecimiento para un periodo de 10 años, tal como lo establece el Decreto 2687 de 2008.

En el balance anterior no se está teniendo en cuenta la eventualidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño. Si bien en cualquier momento de esta década puede presentarse este fenómeno, se encuentra poco probable que ocurra antes de 2014 con una intensidad catalogada entre moderada y fuerte, es decir que pueda generar alarmas sobre la situación energética del país. Por esto, se ilustra la siguiente tabla:

Déficit pico estimado de gas natural por año - Mpcd

	Déficit Costa Caribe		Déficit Interior		Déficit por Efecto Niño - Mpcd	
Año	**Sin Niño**	**Con Niño**	**Sin Niño**	**Con Niño**	**Costa**	**Interior**
2011	0	0	0	45,2	0	45,2
2012	0	0	0	83,7	0	83,7
2013	0	0	12,8	234,5	0	221,7
2014	0	4	82,3	378	4	295,7
2015	0	82,1	146,1	410,1	82,1	264,0
2016	0	153,7	277,9	435,6	153,7	157,7
2017	0	218,2	398,5	460,4	218,2	61,9
2018	28,1	276,5	445,3	485,3	248,4	40,0
2019	62,4	330,7	456	512,7	268,3	56,7
2020	120	388,3	505,5	560,8	268,3	55,3

Fuente: UPME.

La situación de abastecimiento de gas en el interior del país, muestra un estado de poca criticidad ante fenómenos de El Niño entre los años 2011 y 2012, con algunas necesidades puntuales por un corto periodo. Esto, debido a la disminución de las exportaciones de gas y a la capacidad del gasoducto Ballena - Barrancabermeja. A partir de 2013, cae la disponibilidad de gas de la Costa Caribe, ya que se requerirá para satisfacer sus propias necesidades. De esta manera, ante cualquier evento de El Niño que se presente entre 2013 y 2020, crece la necesidad de incorporar nueva oferta de gas en el interior del país.

Alternativas de abastecimiento

A continuación se presentan las alternativas consideradas para incrementar el suministro de gas natural y fortalecer el sistema de oferta de gas colombiano, que permitirán resolver las dificultades de abastecimiento antes descritas.

Se consideran diferentes escenarios de nueva oferta, tanto nacional como extranjera, buscando abarcar todas las posibilidades que conlleven a aumentar la disponibilidad de gas natural, entre estas:

- Reclasificación de reservas probables a probadas

  El incremento de oferta de gas natural asumiendo la producción de las reservas probables, corresponde principalmente a Cupiagua a partir de 2011; producción adicional de campos del Magdalena Medio a partir de 2011; y de los campos de La Guajira a partir de 2015.

- Adición de reservas a partir de nuevos descubrimientos

  Si bien la estimación del potencial de gas en Colombia presenta cifras alentadoras, sus resultados no serán visibles en el corto y mediano plazo, periodo en el que se deberán tomar las medidas adecuadas para asegurar el abastecimiento interno de gas natural.

- Incorporación de gas no convencional

  Debido a la poca información disponible de estos recursos y de su desarrollo, la UPME inició procesos de consulta para identificar la potencialidad de su incorporación a la oferta nacional, encontrándose a la espera de estos. Por lo anterior, en este documento de la UPME no se hizo referencia a dicha alternativa.

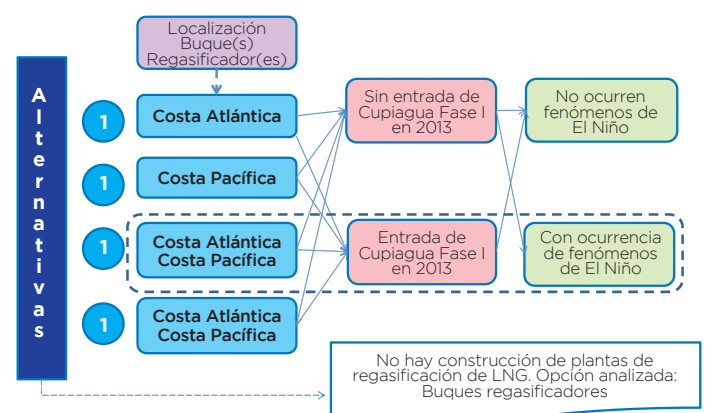
- Importaciones gas natural de Venezuela

  En este documento de la UPME se expresa que por efectos de seguridad de abastecimiento, y por su alta incertidumbre, no son consideradas las importaciones desde Venezuela, aunque no se descarta que eventualmente se produzcan en algún momento durante la década.

- Importación de Gas Natural Licuado (LNG)

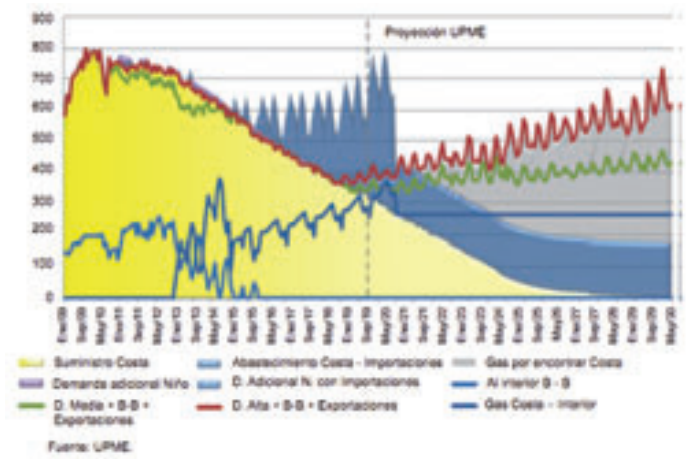
  Se presenta como opción principal para solucionar el problema de abastecimiento en el mediano plazo, la puesta en operación de buques regasificadores ubicados bien sea en la Costa Pacífica y/o en la Costa Caribe, con alternativas que presentan solución al abastecimiento de gas natural hasta el año 2020 y básicamente definen el año de entrada de los buques regasificadores dependiendo de si se da la entrada de la Fase I de Cupiagua o no y si se presenta o no la ocurrencia de fenómenos de El Niño. En el largo plazo, y dependiendo de la evolución de la oferta, en el evento de que no haya nuevos descubrimientos de gas en suficiente cantidad para alimentar el mercado nacional, se pasaría a la construcción de plantas de regasificación, decisión que debe basarse en un análisis económico detallado.

Alternativas de suministro (2011 - 2020)



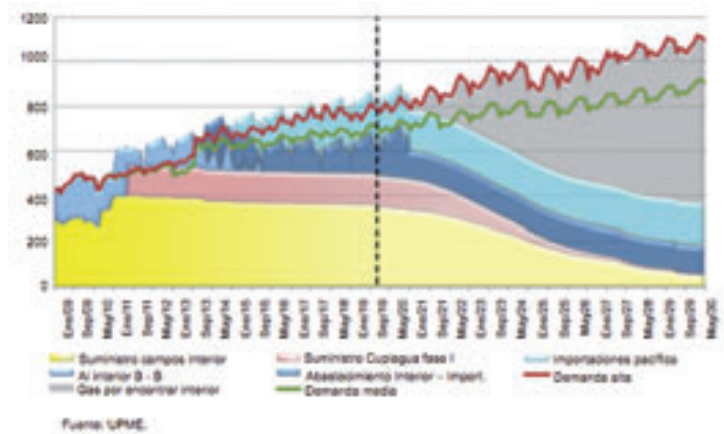
A continuación se muestra, como ejemplo práctico, la alternativa 3 de este plan, en la que se plantea inicialmente la necesidad de regasificación en la Costa Caribe y posteriormente la misma necesidad en la Costa Pacífica, considerando la entrada de Cupiagua Fase I en 2013 y la ocurrencia de fenómenos de El Niño en cualquiera de los años venideros entre 2011 y 2020.

Balance Costa Caribe - Alternativa 3 ante fenómeno de El Niño - Mpcd



La configuración actual del sistema podría solventar la demanda incremental durante eventos de El Niño en los años 2011 a 2013. Las importaciones de gas en la Costa Caribe serían necesarias para atender la demanda ante fenómenos de El Niño a partir de 2014 y llegarían a un máximo de 620 Mpcd. Ahora bien, como se está considerando la entrada de Cupiagua fase I en 2013, el inicio del déficit se traslada para 2016. Se plantea la adecuación de infraestructura de regasificación en la Costa Caribe desde este año, con una capacidad de hasta 295 Mpcd. De esta manera, se realizarán envíos de gas al interior hasta finalizar 2017, momento en el que se copará la capacidad de transporte del gasoducto Ballena – Barrancabermeja (260 Mpcd). A partir de 2018, se requerirá la incorporación de gas importado por la Costa Pacífica

Balance Interior del país - Alternativa 3 ante fenómeno de El Niño + Cupiagua fase I - Mpcd



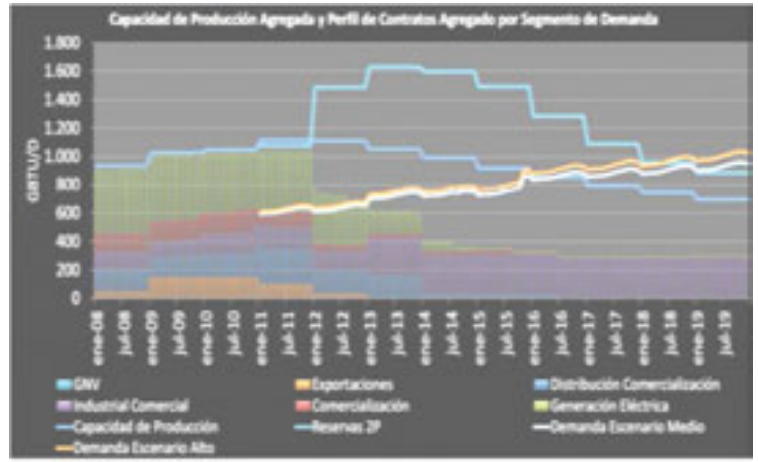
Requerimientos de regasificación y transporte de alternativa 3 con Cupiagua - Mpcd

Concepto	Años				
	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad de regasificación GNL - Costa Atlántica	150	300	200	250	295
Gasoducto Ballena - Barrancabermeja	0	0	0	0	0
Importaciones de LNG Costa Pacífica	0	0	190	190	190
Gasoducto del Pacífico	0	0	190	190	190

Fuente: UPME.

CREG - MME - CNO Gas (Balance oferta-demanda)

Gráfico No. 1: Capacidad de producción agregada



A continuación se observan unos interesantes gráficos acerca del balance de oferta y demanda de gas natural en el país presentados en el Congreso Andesco 2011:

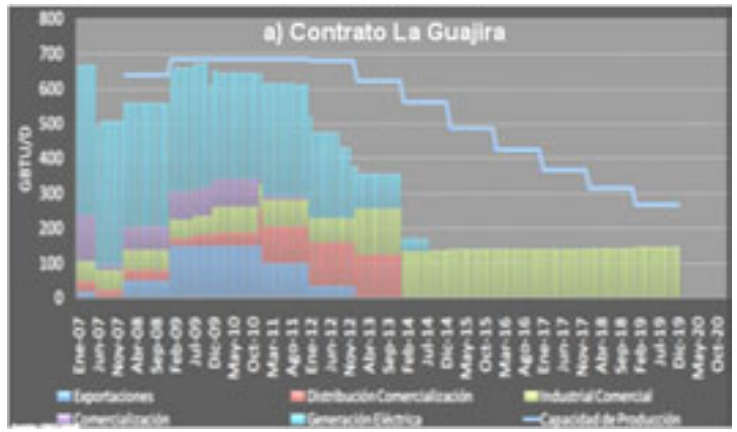
- Gráfico No. 1: Las entidades gubernamentales muestran ante escenarios medios y altos de demanda, que la capacidad de producción es mayor que la demanda hasta finales de 2015.

- Gráfico No. 2a y 2b: Los contratos de los campos de La Guajira frente a la capacidad de producción de dichos campos.

- Gráfico No. 3a y 3b: Los contratos del campo de La Creciente frente a la capacidad de producción de dicho campo.

- Gráfico No. 4a y 4b: Los contratos de los campos de Cusiana, Pauto y Floreña frente a la capacidad de producción de dichos campos.

Gráfico No. 2: Campo de La Guajira



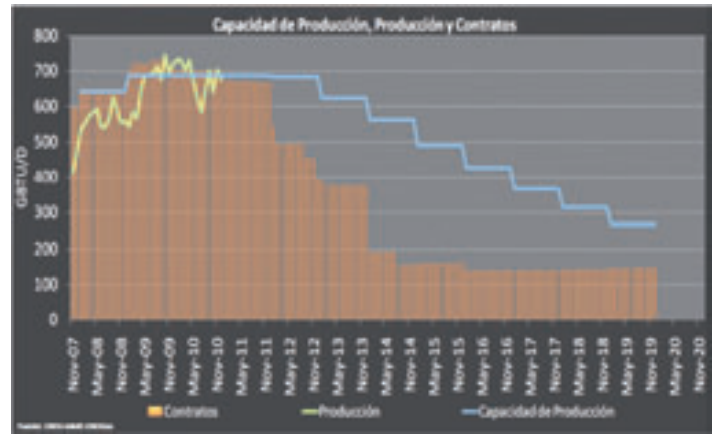
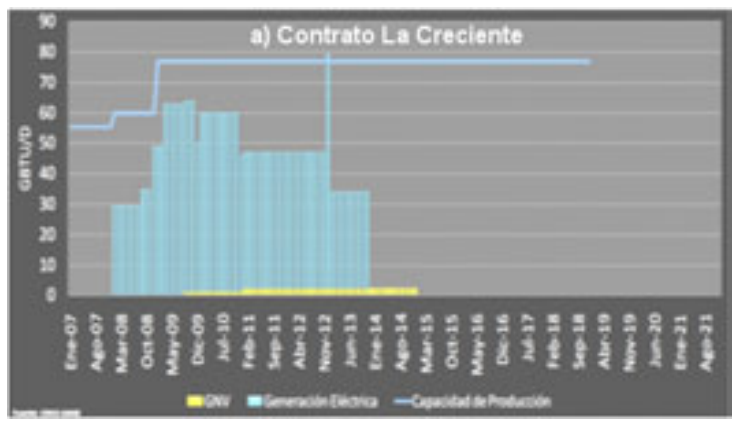


Gráfico No. 2: Campo de La Creciente



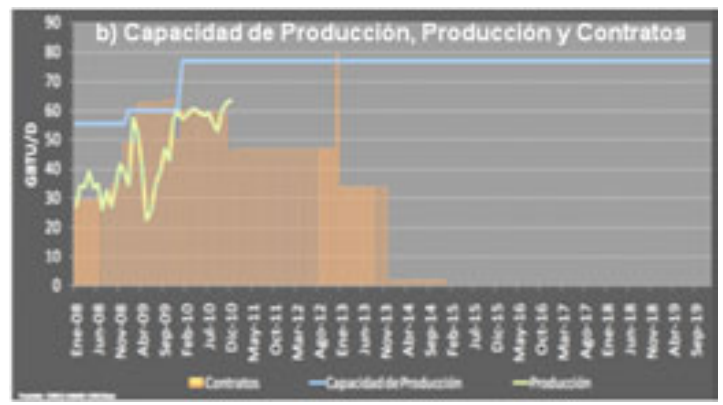
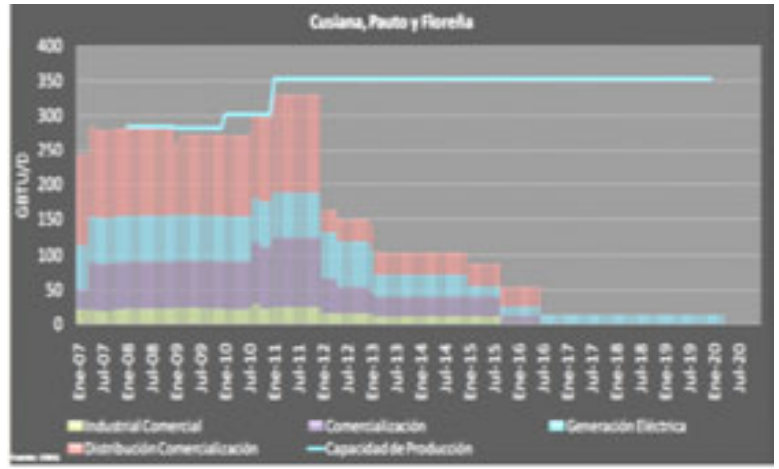
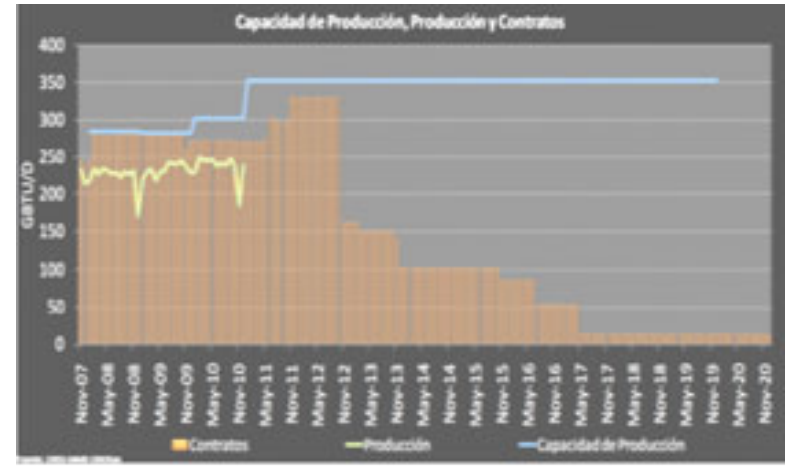


Gráfico No. 3: Campo de Cusiana, Pauto y Floreña

a)



b)



CREG

La Comisión de Regulación de Energía y Gas a través, del documento CREG -141 de 20 de diciembre de 2010, presentó la Agenda Regulatoria 2011. Esta agenda que en su totalidad se incluye en los anexos de este informe, destaca además de lo relacionado con el aseguramiento del suministro, los temas que a continuación se listan en el siguiente cuadro:

Agenda regulatoria 2011

Objetivo No. 2	Sector gas natural	Prioridad	Resolución Consulta	Resolución Definitiva
2.1	**Mercado de gas**		**Trimestre**	
2.1.1	Fórmula de tarifas de costo unitario de gas natural	1		1er
2.1.2	Subastas	1	3er	4º
2.1.3	Estandarización de contratos	1	3er	4º
2.1.4	Mercado secundario y diario	1	4º	
2.1.5	Gestor Técnico	1	4º	
2.1.6	Regulación de gas en boca de pozo	1	3er	3er
2,3	**Distribución - Comercialización**			
2.3.1	Metodología de remuneración de las actividades de distribución	1		1er
2.3.2	Metodología de remuneración de las actividades de comercialización	1	1er	2º
2.3.3	Confiabilidad	1		2º

Fuente: CREG.

Aunque el desarrollo por parte de la Comisión de la totalidad de los temas presentados repercute de una forma u otra en la consecución del objetivo planteado de "asegurar el suministro de gas natural" para el abastecimiento interno del país, es el item 2.3.3, que regularía acerca de la confiabilidad del sistema, sobre el que directamente recae la temática de este capítulo. Con respecto a la confiabilidad del sistema, los agentes participaron con los siguientes comentarios:

Colinversiones

El esquema de confiabilidad y aseguramiento del suministro debe ser de largo plazo y además se debe desarrollar la metodología de remuneración de la infraestructura incluyendo la requerida para importación.

EPM

Se debe desarrollar una metodología que permita la remuneración adecuada de las inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio en los mercados relevantes de distribución, asi como establecer qué tipo de inversiones podrán realizar los agentes.

Promigas

Este tema debe definirse antes de la determinación del costo unitario de gas natural y de la metodología de distribución de gas.

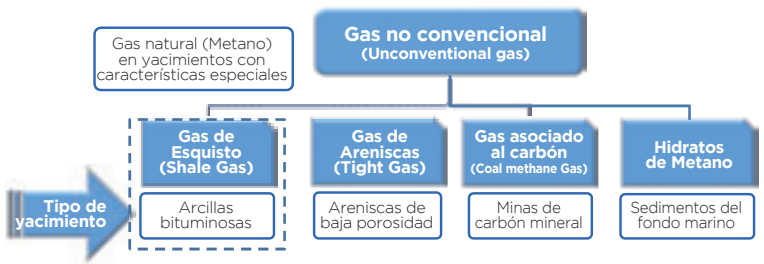
Gas Natural

Que se valoren los impactos tarifarios que serán trasladados a los clientes con el fin de analizar los mecanismos mas idóneos para su aplicación tarifaria. Que se establezca la naturaleza de los costos que serán aplicados en tarifa, dado que se propone remunerar costos fijos en algunas actividades de confiabilidad pero se observa que serán trasladados a los usuarios en forma de un cargo variable.

Alternativas de Suministro: La Búsqueda Continúa

Gas Natural No Convencional

Generalidades



Gas Metano Asociado al Carbón (GAC o GMC)

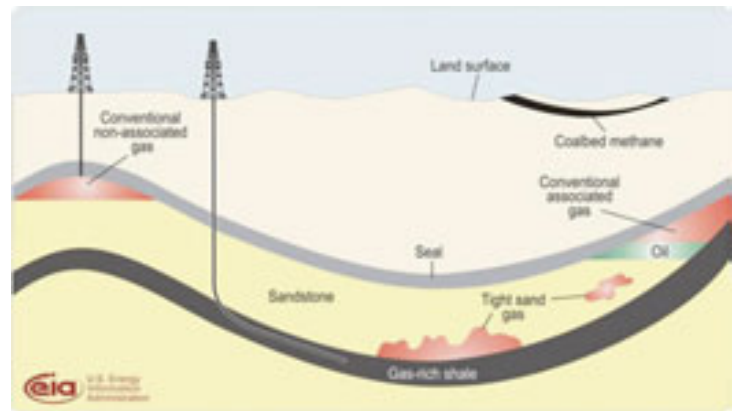
Es el gas proveniente de los microporos de las vetas de carbón y no es producto de gasificación. En la actualidad, el GAC alcanza una producción mundial cercana a los 2 Tpc, cifra que representa el 2% de la producción de gas natural. Cerca del 90% de la producción se ha dado en Estados Unidos y el resto en Canadá y Australia. Las reservas mundiales probables, ascienden a los 4,500 Tpc y las reservas recuperables se estiman en 600 Tpc, estas últimas equivalen a un 9% de las reservas totales de gas natural.

Gas de Areniscas (Tight Gas)

Término usado para yacimientos de baja permeabilidad, que producen en mayor porcentaje gas natural seco. La mejor definición de este yacimiento es la de que no es capaz de producir a tasas económicamente rentables y en el que solo se pueden recuperar cantidades favorables de gas, si el pozo es estimulado con técnicas de fracturamiento o es producido por pozos horizontales o multilaterales.

Gas de Esquisto (Shale Gas)

De los tres tipos de gas no convencional referenciados, el Shale Gas es el que mayor relevancia ha tomado a nivel mundial como consecuencia de los grandes volúmenes de recursos reportados y los avances tecnólogicos suscitados para su explotación.



Los recursos de Shale Gas se conocen desde muchas décadas atrás, de hecho, el Shale o Esquisto, es la roca fuente de petróleo convencional y de muchas reservas de gas natural. Sin embargo, hasta hace algunos años, la baja permeabilidad y porosidad hacían que su producción fuera demasiado costosa o técnicamente muy difícil para ser viable.

El Shale Gas: Un elemento de cambio en el suministro de gas en Norteamérica

El comienzo de la producción de Shale Gas a gran escala se produjo en EEUU. La empresa Mitchell Energía y la Corporación de Desarrollo de este país, experimentaron durante los años 80's y 90's en uno de los yacimientos de este tipo más grandes existentes en el país, el Barnett Shaleen al norte de Texas, hasta que lograron perfeccionar la técnica necesaria.

La "curva de aprendizaje" de esta experiencia se consolida en el siguiente diagrama de hechos cronológicos, presentados con el fin de enriquecer esta temática de amplia discusión como una alternativa más de aseguramiento del suministro de gas natural.

Reservas mundiales de Shale Gas

Principales cuencas de Shale Gas en 32 países reportados

Reservas de Shale Gas - Tpc

Continente	Estudio EIA	
	Probables	Técnicamente recuperables
Total	**25.300**	**5.760**
Norteamérica	7.140	1.069
Suramérica	4.569	1.225
Europa	2.587	624
Africa	3.962	1.042
Asia	5.661	1.404
Australia	1.381	396

Fuente: EIA.

Dos grupos de países emergen en el desarrollo del Shale Gas. El primero está formado por países que actualmente son muy dependientes de las importaciones de gas natural, poseen alguna infraestructura de producción de gas y sus recursos estimados de Shale Gas son sustanciales en relación con su consumo actual de gas. Para estos países, el desarrollo del Shale Gas podría alterar significativamente el equilibrio de sus mercados de gas en el futuro, motivando su desarrollo. Entre estos se encuentran: Francia, Polonia, Turquía, Ucrania, Sudáfrica, Marruecos y Chile.

El segundo grupo está formado por países en los que la estimación de los recursos de Shale Gas es alta (mayor de 200 billones de pies cúbicos) y ya existe una importante infraestructura de producción de gas natural para uso interno o para exportación. Además de los Estados Unidos, ejemplos notables de este grupo son: Canadá, México, China, Australia, Libia, Argelia, Argentina y Brasil.

Posibles inconvenientes de una operación de Shale Gas

Por considerar relevante entender los posibles inconvenientes de una operación con Shale Gas, a continuación se muestra un condensado resumen de dichos aspectos extraídos de la presentación de R. Marc Bustin en las conferencias del evento Naturgas 2011.

Escala de calidad de gases no convencionales

Fuente: Bustin, 2005, AAPG (Naturgas 2011)

Los expertos afirman que el poder calorífico de los llamados gases no convencionales es menor que la media del poder calorífico del gas natural que se extrae en los yacimientos convencionales, aún así, esto no se considera una variable que inviabilice este tipo de operaciones.

Preocupaciones Ambientales

Si se toma como referencia lo sucedido en el mercado norteamericano, hay que exponer que las operaciónes de explotación de Shale Gas, en términos generales, han generado preocupaciones de tipo ambiental, como son:

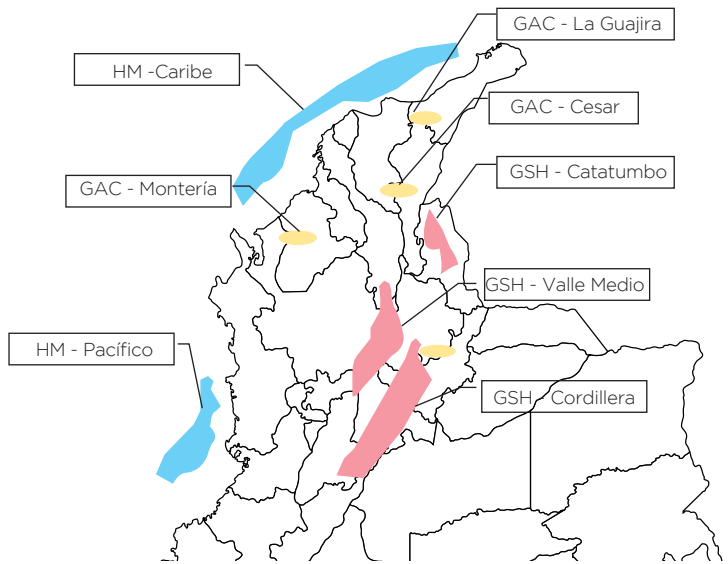
- Temores asociados a la contaminación de las aguas subterráneas y/o superficiales.
- Necesidad de grandes cantidades de agua para poder desarrollar una operación de extracción de Shale Gas.

Con respecto a este último ítem, se presentan cifras de consumo de agua de algunos de los principales campos de explotación de Shale Gas en Norteamérica.

Campos de Shale Gas	Volúmenes de agua por pozo - galones		
	De perforación	De fracturación	Total
Barnett	400.000	2.300.000	2.700.000
Fayetteville	60.000	2.900.000	2.960.000
Haynesville	1.000.000	2.700.000	3.700.000
Marcellus	80.000	3.800.000	3.880.000

Nota: Estos volúmenes son aproximados y pueden variar sustancialmente entre pozos.
Fuente: The new paradigm in natural gas - R. Bustin (Naturgas, 2011).

Recursos de gas no convencional en Colombia



Fuente: ANH.

Recursos estimados de gas no convencional

Tipo de gas	Cuenca	Cantidad
Shale Gas (GSh)	Catatumbo	0,5 - 4,5
	Valle Medio del Magdalena	13 - 30
	Cordillera Oriental	2 - 7,5
Total		**15,5 - 42,0**
Gas Asociado al Carbón (GAC)	Guajira	1,5 - 7
	Cesar	0,1 - 1.25
	Montería	0,005 - 0,05
	Cordillera Oriental	0,05 - 0,5
Total		**1,65 - 8,8**
Hidratos de Metano (HM)	Caribe Pacífico	> 430

Fuente: ANH.

Se destaca el hecho de que para EIA, en la cuenca de Catatumbo se podrían recuperar 19 Tpc de Shale Gas. Para esta agencia esta cuenca es una subcuenca de la cuenca de Maracaibo y corresponde al límite suroccidental de esta última.

En la actualidad, tanto Ecopetrol como Alange Energy, se encuentran evaluando la prospectividad de la zona oriental de esta cuenca. Sin embargo, esta actividad de exploración está centrada en yacimientos convencionales y no del tipo Shale.

Almacenamiento de gas natural

- Almacenamiento subterráneo
- Plantas de regasificación
- Plantas satélites (Peak Shaving)

Almacenamiento subterráneo

Son formaciones artificiales o naturales porosas, que se aprovechan para almacenar gas natural de una forma segura.

Existen varias tipologías:

- Acuíferos, yacimientos de petróleo y/o gas agotados o en producción: Constituidos por espacios porosos naturales, fisuras y grietas de la roca madre.

- Domos salinos: Cavidades subterráneas artificiales.

Existe una larga tradición de almacenaje de gas natural en el mundo, el primero de ellos en 1915 en un campo de gas agotado en Welland, Ontario (Canadá). El primer acuífero que se utilizó como almacenamiento de gas fue en Kentucky (EE.UU.) en el año 1946.

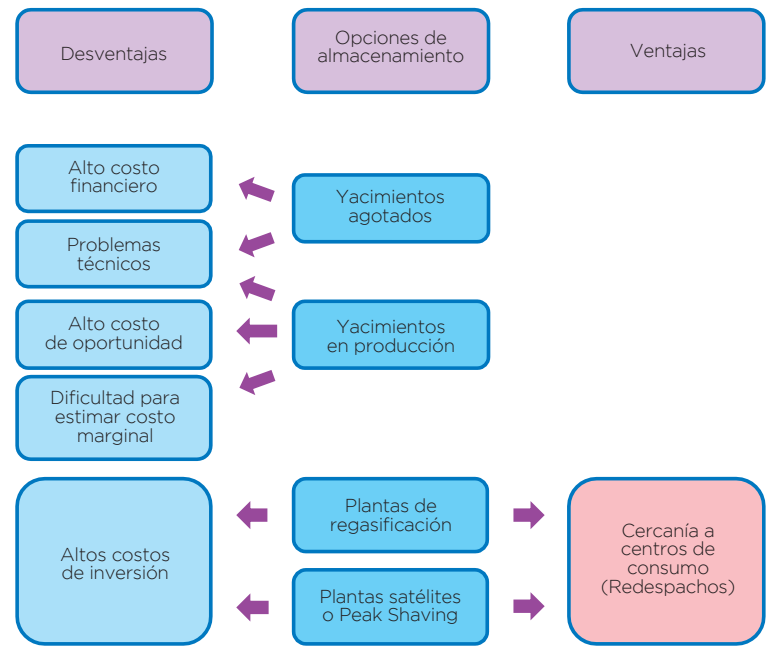
Experiencia internacional

• 627 almacenamientos subterráneos de gas en el mundo.

• 81 de ellos en acuíferos salados profundos.

• 1 está situado bajo núcleo urbano (Berlín).

Evaluación de opciones de almacenamiento en Colombia



Fuente: Basado en "Diagnóstico y estrategia de desarrollo de largo plazo del sector gas" - Informe de Guillermo Perry a Naturgas, oct-2010.

Estructura de costos para las opciones de almacenamiento por localización geográfica

Las cifras aquí presentadas hacen parte del estudio: "Diagnóstico y estrategia de desarrollo de largo plazo del sector gas", llevado a cabo por un grupo de consultores de reconocido prestigio, contratados por Naturgas por su conocimiento del sector. Este estudio fue publicado en octubre de 2010.

VPN - US$ MM

Costo inyección	Costo transporte al almacenamiento	Costo transporte al generador	CAPEX	OPEX	Valor de salvamento	Costo total	Costo unitario Promedio gas US$/Mbtu
Costa							
79,09	12,36	213,88	35,1	19,74	(8,04)	352,12	29,44
22,5%	3,5%	60,7%	10,0%	5,6%	(2,3%)	100%	
Magdalena medio							
122,82	31,5	31,66	24,65	13,87	(5,86)	218,64	26,02
56,2%	14,4%	14,5%	11,3%	6,3%	(2,7%)	100%	
Sur							
72,31	12,91	74,08	76,33	42,94	(2,82)	275,75	48,79
26,2%	4,7%	26,9%	27,7%	15,6%	(1,0%)	100%	

Fuente: "Diagnóstico y estrategia de desarrollo de largo plazo del sector gas" - Naturgas, octubre 2010.

Los autores avalúan la estructura de costos para las opciones de:

1. Almacenamiento
2. Importación de LNG
3. Importación desde Venezuela

Lo anterior, con el fin de resolver "La necesidad de holgura para atender la volatilidad de la demanda del sector eléctrico".

Costo unitario promedio de gas US$/Mbtu

Región	Almacenamiento	Opciones Importación LNG	Opciones Importación Venezuela
Costa Caribe	29,44	19,98	14,21
Magdalena Medio	26,02	24,53	19,95
Sur	48,79	37,82	33,31

Las cifras presentadas en este breve extracto realizado al estudio pretenden ilustrar al lector para una dimensión de los costos que han identificado los autores. Estas cifras no pueden ser concluyentes, ya que aspectos adicionales, como confiabilidad y riesgo inversionistas, son los que finalmente deben concretar las mejores opciones para "Asegurar el suministro de gas natural en Colombia bajo condiciones económicas y financieras de beneficio general".

Anexos

Anexos

Actualidad Regulatoria 2010 - 2011

Normatividad CREG

CREG - Agenda regulatoria 2011

Objetivo No. 2	Sector gas natural	Resolución Consulta	Resolución Definitiva
2.1	**Mercado de gas**	**Trimestre**	
2.1.1	Fórmula de tarifas de costo unitario de gas natural		1er
2.1.2	Subastas	3er	4o
2.1.3	Estandarización de contratos	3er	4o
2.1.4	Mercado secundario y diario	4o	
2.1.5	Gestor Técnico	4o	
2.1.6	Regulación de gas en boca de pozo	3er	4o
2.2	**Transporte**		
2.2.1	Aprobación de cargos de transporte		De acuerdo con las solicitudes recibidas
2.3	**Distribución y comercialización**		
2.3.1	Metodología de remuneración de las actividades de comercialización		1er
2.3.2	Metodología de remuneración de las actividades de distribución	1er	2o
2.3.3	Confiabilidad		2o
2.3.4	Área de servicio exclusivo para gas combustible	1er	4o
2.3.5	Aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas		De acuerdo con las solicitudes recibidas
2.3.6	Revisión del código de distribución en relación con las revisiones periódicas	1er	2o

Fuente: CREG.

Índice resoluciones CREG 2010

CREG No.	Tema
	Producción
187	Modifica la Resolución 119 de 2005 en la que se establece el esquema de actualización de precios del gas procedente de La Guajira, Opón y Cusiana.
	Transporte
42 y 142	Resuelve una solicitud de revisión tarifaria presentada por Transoriente.
45	Proyecto de resolución que complementa las resoluciones CREG 071 de 1999 y CREG 041 de 2008, sobre aspectos del acceso abierto al SNT de gas natural.
100	Proyecto de resolución que pretende adoptar la Comisión, por la cual se adiciona el RUT.
126 y 129	Establecen criterios generales para la remuneración del servicio de transporte y el esquema general de cargos del SNT, y se dictan otras disposiciones.
	Distribución y comercialización
28	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de Sabanas de San Ángel, en el departamento del Magdalena.
29	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de Chibolo, en el departamento del Magdalena.
32	Proyecto de resolución que establece una opción tarifaria para la prestación del servicio público de gas natural por redes de tubería en las ASE.
44	Proyecto de resolución que regula el acceso abierto a los sistemas de distribución de gas natural por parte de los distribuidores a los transportadores, comercializadores, usuarios no regulados u otros distribuidores.
54	Resuelve el recurso de reposición presentado por Gas Natural sobre los gastos de AOM, cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de La Calera, en el departamento de Cundinamarca.
55 y 80	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para los municipios de Guatapé y Peñol, en el departamento de Antioquia.
56	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para los municipios de Tierralta, Valencia, San Bernardo del Viento, Canalete, La Apartada, Moñitos, Puerto Escondido, Los Córdobas, Puerto Libertador y San José de Urey, en el departamento de Córdoba. Y Antioquia en los municipios de Tarazá y Cáceres.

Índice resoluciones CREG 2010

CREG No.	Tema
	Distribución y comercialización
57	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de Cabuyaro, en el departamento del Meta.
58	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de San Carlos de Guaroa, en el departamento del Meta.
76	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para los municipios de Ramiriquí, Jenesano, Ciénega y Tibaná, en el departamento de Boyacá.
77	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para los municipios de Ventaquemada, Turmequé y Nuevo Colón, en el departamento de Boyacá.
78	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de Soplaviento, en el departamento de Bolívar.
87 y 133	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de San Juan de Pasto, en el departamento de Nariño.
92	Niega un recurso de reposición del cargo de distribución y el cargo Piso presentado por Gas del Caribe contra la Resolución 154 de 2009.
103 y 130	Proyecto de resolución que establece los criterios generales para remunerar la comercialización de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados.
152	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de Puerto Parra, en el departamento de Santander.
	General
7	Designa Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
48 y 96	Define Director Ejecutivo temporal de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
124 - 125 y 156	Establece el porcentaje y el montoque deben pagar las entidades sometidas a la CREG para 2010, y se dictan otras disposiciones.
155	Resuelve un recurso de reposición interpuesto por Gases del Caribe sobre la Resolución 125 de 2010.
186	Modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de energía eléctrica y gas combustible por redes.

Índice resoluciones CREG 2010

CREG No.	Tema
	Transporte
58	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.
79	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.
	Distribución y comercialización
6	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de El Rosal, en el departamento de Cundinamarca.
8	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de Pacho, en el departamento de Cundinamarca.
9	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipios de Zambrano, Mahates y Córdoba, en el departamento de Bolívar.
12	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipios de Guachetá y Lenguazaque, en el departamento de Cundinamarca.
13	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para los municipios de Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza y Guateque, en el departamento de Boyacá.
14	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaqué, en el departamento de Cundinamarca.
15	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para el municipio de Pauna ubicado en el departamento de Boyacá.
51	Establece cargos de distribución y comercialización de gas natural para los municipios de San Cristóbal y Arroyohondo, en el departamento de Bolívar, y El Piñón, en el departamento de Magdalena.
54	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.
81	Proyecto de resolución que ajusta la Creg 095 del 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.
	General
11	Proyecto de resolución que establece el procedimiento para la comparación de los costos unitarios de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y GLP.

Año 2010

Producción

CREG 187 de 2010

Mediante esta resolución, la Comisión modifica el esquema de actualización de precios establecido en la CREG 119 de 2005, determinando que los precios máximos de La Guajira, Opón y Cusiana se ajustarán utilizando el índice "Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% sulfur fuel oil".

Transporte

CREG 42 y 142 de 2010

En la Resolución CREG 042 de 2010, la Comisión niega las peticiones de revisión tarifaria presentadas por Transoriente.

La Resolución 142 de 2010 modifica la inversión base del gasoducto regional Gibraltar - Toledo - Bucaramanga y por tanto los cargos fijos y variables que remuneran dicha inversión.

CREG 45 de 2010

La resolución divulga proyecto que complementa la regulación sobre el acceso libre a los gasoductos del SNT de gas natural, propende por que los transportadores lo garanticen.

El acceso deberá ofrecerse a cualquier agente en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el RUT y demás regulación que expida la Comisión.

CREG 100 de 2010

Divulga proyecto para modificar el RUT en tema sobre la responsabilidad y propiedad de la conexión, y de los puntos de entrada y salida.

CREG 126, 129 de 2010 y 79 de 2011

En la Resolución 126 de 2010, la Comisión establece los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte, el esquema general de cargos del SNT, y criterios para la expansión de las redes. Aplica a todos los prestadores y usuarios del SNT.

En la Resolución 129 del mismo año, la CREG amplía el plazo para presentar información solicitada.

La Resolución 079 de 2011 modifica CREG 126, 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.

Distribución y Comercialización

CREG 032 de 2010

La resolución ofrece una opción tarifaria para determinar el costo de prestación del servicio de gas por redes de tuberías a usuarios regulados en ASE, sin modificar el cargo de distribución pactado a través de contratos celebrados por Minminas y las empresas concesionarias.

Los concesionarios de las ASE podrán continuar definiendo sus estructuras tarifarias para los usuarios regulados con base en la Resolución CREG 057 de 1996 o adoptar la opción tarifaria establecida en esta Resolución 032; si se escoge esta última, deberá ser permanente para toda la vigencia del contrato.

CREG 044 de 2010

Se divulga proyecto para reglamentar el acceso abierto a los sistemas de distribución de gas natural, en busca de garantías que aseguren dicho acceso.

CREG 055 y 080 de 2010

La Resolución CREG 055 de 2010 aprobó los cargos de distribución y comercialización para EPM, de los municipios de Guatapé y Peñol, en el departamento de Antioquia.

La Resolución CREG 080 modificó el cargo promedio de distribución, en $541/m^3$, pesos del 31 de diciembre de 2008.

CREG 087 y 133 de 2010

La Resolución CREG 087 de 2010 aprobó los cargos de distribución y comercialización para el municipio de San Juan de Pasto, en el departamento de Nariño. Esto a solicitud de Alcanos de Colombia, Gas Natural de Nariño y Montagas.

La Resolución CREG 133 confirmó los cargos, negando recurso de reposición interpuesto por Alcanos de Colombia.

CREG 92 de 2010

Por no haberse interpuesto dentro del término legal, la comisión rechaza el recurso de reposición interpuesto por Surtigas a la CREG 154 de 2009, donde se aprobaron los cargos de distribución y comercialización para el municipio de La Unión, en el departamento de Sucre.

CREG 103 y 130 de 2010

La Resolución CREG 103 de 2010 divulga un proyecto para establecer los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible por redes a usuarios regulados. Los términos para la recepción de los comentarios fueron ampliados en la CREG 130.

Resoluciones CREG de cargos de distribución y comercialización del 2010

En el siguiente cuadro se resumen ocho cargos aprobados por la CREG, para empresas distribuidoras y sus mercados relevantes de prestación del servicio de gas natural.

Cargo promedio de distribución y cargo máximo base de comercialización - Año 2010

Resolución CREG	Empresa distribuidora	Departamento/municipios	Cifras en pesos del 31 de diciembre	Cargo promedio de distribución $/m³	Cargo máximo base de comercialización $/factura
028	Ingeobras	Magdalena: Sabanas de San Ángel	2007	475,02	2.442,2
029	Ingeobras	Magdalena: Chibolo	2007	414,06	3.649,0
054	Gas Natural	Cundinamarca: La calera	2008	301,46	2.192,6
055 - 080	EPM	Antioquia: Guatapé y Peñol	2008	541	1.825,5
056	Surtigas	Córdoba: Tierralta, Valencia, San Bernardo del Viento, Canalete, La Apartada, Moñitos, Puerto Escondido, Los Córdobas, Puerto Libertador y San José de Urey. Antioquia: Tarazá y Cáceres	2009	559,43	2.681,9
057	Gases del Llano	Meta: Cabuyaro	2009	778,36	2.187,5
058	Gases del Llano	Meta: San Carlos de Guaroa	2009	685,04	4.007,3
076	Madigas	Boyacá: Ramiriquí, Jenesano, Ciénega y Tibaná	2007	1.178,37	3.378,3
077	Madigas	Boyacá: Ventaquemada, Turmequé y Nuevo Colón	2007	1.103,64	3.378,3
078	Gases del Caribe	Soplaviento en el departamento de Bolívar	2009	142,99	4.007,3
087	Alcanos de Colombia Gas Natural de Nariño Montagas	Nariño: San Juan de Pasto	2008	394,55	2.629,6
152	Emsepar	Santander: Puerto Parra	2009	537,17	2.187,7

Fuente: CREG.

De carácter general

CREG 007 de 2010

Designa como Director Ejecutivo de la CREG, a partir del 15 de febrero de 2010, al doctor Javier Augusto Díaz Velasco, y al doctor Juan Ignacio Caicedo Ayerbe, como director ejecutivo encargado, en caso de ausencias temporales del director.

CREG 048 y 096 de 2010

Por ausencia temporal simultánea del Director de la CREG y de su suplente, se designa como director ejecutivo encargado de la Comisión al doctor Germán Castro Ferreira.

CREG 124, 125 y 156 de 2010

La Resolución CREG 124 de 2010 señaló el factor de cálculo de la contribución aplicable a las empresas en 2010 y mediante la CREG 125 se presentaron los montos de la contribución. La Resolución 156 de 2010 modificó las resoluciones 124 y 125 debido a un error aritmético en el cálculo del factor de liquidación de la contribución.

CREG 155 de 2010

La Comisión resuelve el recurso de reposición interpuesto por Gases del Caribe contra la Resolución CREG 125 de 2010, por desacuerdo en monto de contribución.

CREG 186 de 2010

Esta resolución define la metodología de ajuste de la regulación para los temas de aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de energía eléctrica y gas combustible por redes de tubería. Lo anterior fundamentándose en la Ley 1428 de 2010, que modificó el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006.

Año 2011

Transporte

CREG 058 de 2011

La Comisión divulga proyecto para modificar el RUT, definiendo que: "Todo transportador debe garantizar el acceso a los sistemas de transporte y a los servicios de transporte, de forma no discriminatoria y de acuerdo con lo establecido en el presente RUT". Adicionalmente, establece las condiciones para autorizar el acceso de los usuarios al sistema.

Distribución y Comercialización

CREG 054 de 2011

Divulga proyecto para modificar Código de Distribución, trasladando la obligación de seguridad de la instalación interna del distribuidor al usuario, garantiza sus derechos.

CREG 081 de 2011

La comisión divulga proyecto para ajustar el procedimiento de comercialización establecido en la Resolución 095 de 2008, 045 y 147 de 2009, conforme al Decreto 2100 de 2011.

Resoluciones CREG de cargos de distribución y comercialización de 2011

En el siguiente cuadro se resumen ocho cargos aprobados por la CREG, para empresas distribuidoras y sus mercados relevantes de prestación del servicio de gas natural.

De carácter general

CREG 011 de 2011

La Comisión divulga proyecto de resolución que tiene por objeto establecer el procedimiento para la comparación del costo unitario de gas natural con el de GLP por cilindros.

Cargo promedio de distribución y cargo máximo base de comercialización - Año 2011

Resolución CREG	Empresa distribuidora	Departamento/municipios	Cifras en pesos del 31 de diciembre	Cargo promedio de distribución $/m³	Cargo máximo base de comercialización $/factura
006	Gas Natural	Cundinamarca: El Rosal	2008	238,97	1.897,60
008	Gas Natural Cundiboyacense	Cundinamarca: Pacho	2009	487,45	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	Gas Natural	Cundinamarca: Choachí, Fómeque y Ubaqué	2009	541	2.682,25
015	Gas Natural Cundiboyacense	Boyacá: Pauna	2009	940,35	2.682,20
051	Gases del Caribe	Bolívar: San Cristóbal y Arroyohondo Magdalena: El Piñón	2009	882,66	4.007,68

Fuente: CREG.

Normatividad Minminas

Normatividad Minminas

Norma	Fecha	Descripción
Res 180197	11/02/2010	Por la cual se adopta una medida dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009.
Res 1803330	01/03/2010	Por la cual se adopta una medida dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante la Resolución 181654 de 2009.
Res 180394	11/03/2010	Por la cual se adoptan unas medidas dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante Resolución 18 1654 de 2009.
Res 180497	25/03/2010	Por la cual se adoptan unas medidas dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009.
Res 180551	06/04/2010	Por la cual se adopta una medida dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante Resolución 18 1654 de 2009.
Res 180591	12/04/2010	Por la cual se adopta una medida dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante Resolución 181654 de 2009.
Res 180881	26/05/2010	Por la cual se publica la declaración de producción de gas natural de los campos diferentes a los relacionados en las resoluciones 180638, 180757 y 180765 de 2010.
Res 181125	28/06/2010	Por la cual se actualiza la Declaración de Producción de Gas Natural del campo Sardinata por parte de Ecopetrol S.A., en cumplimiento de lo previsto en el Artículo 11 del Decreto 2687 de 2008.
Res 181156	30/06/2010	Por la cual se adopta una medida dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009.
Res 181221	09/07/2010	Distribución en el presupuesto de gastos de inversión del Ministerio de Minas y Energía por valor de $102.000.000.000 destinada al pago de subsidios por menores tarifas sector gas natural.

Fuente: Minminas.

Normatividad Minminas

Norma	Fecha	Descripción
Decreto 2730	29/07/2010	Por el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.
Res 181432	06/08/2010	Por la cual se adoptan medidas dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009.
Res 181433	06/08/2010	Ordena el giro de 1.650 $MM de pesos a las empresas deficitarias, para cubrir parcialmente el saldo de déficits en subsidios causados con recursos de excedentes de la contribución de solidaridad generados por empresas del sector gas combustible distribuido por red.
Res 181733	30/09/2010	Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural.
Res 182025	25/10/2010	Por la cual se declara el cese de racionamientos programados de gas natural.
Res 182131	10/11/2010	Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural.
Res 182420	10/12/2010	Por la cual se aprueban solicitudes de cofinanciación de proyectos con cargo a los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural.
Res 182486	20/12/2010	Por la cual se declara el cese de racionamiento programado de gas natural.
Res 180397	25/03/2011	Mediante la cual se reglamenta el Decreto Ley 129 de 2011 en lo correspondiente al subsidio excepcional para los usuarios de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural, damnificados o afectados por la ola invernal.
Res 180484	07/04/2011	Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural.
Res 180552	19/04/2011	Por la cual se declara el cierre parcial del racionamiento programado de gas natural declarado mediante Resolución 18 0484 de abril 7 de 2011.

Fuente: Minminas.

Detalle de la Cobertura Nacional

Usuarios de gas natural en Colombia - 2010

Departamento	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Antioquia (24)	965.636	904.635	30.026	197.328	199.607	59.404	46.157	26.500	559.022	6.509	970	566.501	94%	58%
Atlántico (61)	496.317	487.844	151.038	139.520	80.599	31.188	14.326	10.988	427.659	8.220	475	436.354	98%	86%
Bogotá	1.762.685	1.745.873	119.386	546.577	578.764	198.955	63.858	46.392	1.553.932	35.659	572	1.590.163	99%	88%
Bolívar (24)	310.886	269.791	98.435	89.184	35.205	12.950	6.651	8.415	250.840	2.824	172	253.836	87%	81%
Boyacá (39)	120.815	106.798	9.473	48.138	33.674	5.173	1.627	0	98.085	2.925	18	101.028	88%	81%
Caldas (8)	142.903	141.353	10.728	38.052	37.807	12.666	3.762	5.812	108.827	1.814	77	110.718	99%	76%
Casanare (11)	62.920	57.180	12.714	23.309	7.077	1.179	17	0	44.296	1.174	14	45.484	91%	70%
Cauca (4)	89.649	71.368	3.903	12.012	9.029	1.513	705	92	27.254	127	1	27.382	80%	30%
Caquetá (1)	41.664	30.514	11.869	6.289	704	108	0	0	18.970	18	0	18.988	73%	46%
Cesar (31)	154.593	144.974	41.853	48.106	19.192	5.220	1.734	670	116.775	1.332	117	118.224	94%	76%
Córdoba (24)	184.152	164.851	66.034	45.580	16.823	3.934	1.796	1.112	135.279	1.274	74	136.627	90%	73%
Cundinamarca (47)	327.149	304.452	39.103	122.841	76.713	15.040	1.022	862	255.581	3.597	107	259.285	93%	78%
Guaviare	5.552	4.676	451	606	0	0	0	0	1.057	245	0	1.302	84%	19%
Huila (38)	193.833	187.957	41.788	77.181	16.642	5.196	1.163	122	142.092	1.218	20	143.330	97%	73%
La Guajira (39)	82.964	80.562	20.353	34.882	12.718	1.982	273	1	70.210	903	65	71.178	97%	85%
Magdalena (32)	176.871	166.535	40.891	45.672	31.626	8.294	3.428	8.314	138.225	2.198	167	140.590	94%	78%
Meta (19)	150.877	145.547	19.855	41.305	48.800	9.308	3.074	751	123.093	3.616	34	126.743	96%	82%
Norte de Santander (5)	208.136	131.901	13.839	41.046	20.207	7.501	470	1	83.064	125	5	83.194	63%	40%
Quindío (8)	127.138	127.138	22.646	41.196	21.251	4.443	3.455	856	93.847	1.435	31	95.313	100%	74%
Risaralda (7)	178.014	178.014	22.401	47.892	37.352	11.912	6.597	3.332	129.486	2.232	64	131.782	100%	73%
Santander (25)	318.609	318.196	42.260	89.006	88.362	58.269	9.039	9.280	296.216	8.102	45	304.363	100%	93%
Sucre (18)	123.278	102.283	42.131	36.572	10.120	3.668	333	444	93.268	1.180	42	94.490	83%	76%
Tolima (34)	255.164	222.437	35.715	97.095	39.625	7.906	1.047	195	181.583	1.481	36	183.100	87%	71%
Valle (65)	1.062.209	976.852	121.737	273.562	216.018	54.862	39.777	10.777	716.733	10.997	237	727.967	92%	67%
Total (565)	**7.542.014**	**7.071.731**	**1.018.630**	**2.142.951**	**1.637.915**	**520.671**	**210.311**	**134.916**	**5.665.394**	**99.205**	**3.343**	**5.767.942**	**94%**	**75%**

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

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	efectiva
Total País	**7.542.014**	**7.071.731**	**1.018.630**	**2.142.951**	**1.637.915**	**520.671**	**210.311**	**134.916**	**5.665.394**	**99.205**	**3.343**	**5.767.942**	**94%**	**75%**
Ciudades capitales	**4.800.802**	**4.587.107**	**543.713**	**1.272.290**	**1.209.505**	**446.320**	**192.643**	**130.567**	**3.795.038**	**74.267**	**2.130**	**3.871.435**	**96%**	**79%**
Municipios	**2.741.212**	**2.484.624**	**474.917**	**870.661**	**428.410**	**74.351**	**17.668**	**4.349**	**1.870.356**	**24.938**	**1.213**	**1.896.507**	**91%**	**68%**
Antioquia (24)	**965.636**	**904.635**	**30.026**	**197.328**	**199.607**	**59.404**	**46.157**	**26.500**	**559.022**	**6.509**	**970**	**566.501**	**94%**	**58%**
Medellín	594.553	547.878	8.908	117.006	113.118	42.350	37.658	24.729	343.769	4.365	484	348.618	92%	58%
Bello	93.649	93.649	8.780	25.479	24.801	2.787	3	11	61.861	320	42	62.223	100%	66%
Itagüí	63.604	63.441	1.121	15.471	20.008	1.372	6	31	38.009	478	231	38.718	100%	60%
Envigado	58.872	58.872	608	6.174	15.116	9.565	8.105	1.666	41.234	384	58	41.676	100%	70%
Copacabana	17.734	15.281	216	5.336	3.458	4	1	25	9.040	64	22	9.126	86%	51%
Caldas	17.116	12.379	107	4.304	2.276	1	0	1	6.689	96	9	6.794	72%	39%
Estrella	13.767	8.476	7	1.727	2.756	540	154	3	5.187	73	36	5.296	62%	38%
Sabaneta	13.000	13.000	1	1.569	5.025	1.699	39	8	8.341	199	71	8.611	100%	64%
Girardota	10.844	6.644	32	4.070	841	1	3	7	4.954	53	11	5.018	61%	46%
Yondó	1.593	1.593	964	427	26	0	0	0	1.417	44	0	1.461	100%	89%
Cisneros	1.950	1.630	177	606	91	0	0	0	874	5	0	879	84%	45%
Rionegro	22.317	19.846	270	2.167	3.904	880	182	1	7.404	150	0	7.554	89%	33%
Marinilla	9.348	9.302	29	1.142	1.911	63	0	0	3.145	39	0	3.184	100%	34%
El Santuario	7.416	6.876	663	2.300	400	1	0	0	3.364	30	0	3.394	93%	45%
Barbosa	12.551	5.142	385	2.285	475	0	0	0	3.145	26	3	3.174	41%	25%
Puerto Berrío	7.790	7.200	3.373	1.428	202	0	0	0	5.003	44	0	5.047	92%	64%
Guarne	4.840	4.071	37	618	751	15	0	0	1.421	8	0	1.429	84%	29%
Caucasia	14.042	12.428	4.200	2.707	2.181	4	0	17	9.109	87	3	9.199	89%	65%
La Unión	0	2.130	25	562	258	1	0	0	846	4	0	850	N.D.	N.D.
El Retiro	0	1.994	0	176	389	18	2	1	586	21	0	607	N.D.	N.D.
La Ceja	0	7.874	6	518	1.389	103	4	0	2.020	12	0	2.032	N.D.	N.D.
El Peñol	0	2.865	17	502	156	0	0	0	675	0	0	675	N.D.	N.D.
San José de Nus	650	560	80	283	18	0	0	0	381	7	0	388	86%	59%
Guatapé	0	1.504	20	471	57	0	0	0	548	0	0	548	N.D.	N.D.

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Atlántico (61)	**496.317**	**487.844**	**151.038**	**139.520**	**80.599**	**31.188**	**14.326**	**10.988**	**427.659**	**8.220**	**475**	**436.354**	**98%**	**86%**
Subtotal	**469.723**	**462.198**	**141.792**	**130.854**	**78.866**	**31.004**	**14.319**	**10.986**	**407.821**	**8.048**	**471**	**416.340**	**98%**	**87%**
Barranquilla	271.711	269.340	70.590	52.541	58.736	30.108	14.204	10.831	237.010	6.167	365	243.542	99%	87%
Soledad	109.500	107.244	41.213	47.312	9.191	13	0	0	97.729	889	28	98.646	98%	89%
Malambo	20.176	19.295	9.334	7.395	297	20	0	0	17.046	171	24	17.241	96%	84%
Caracolí	807	788	451	185	0	0	0	0	636	7	1	644	98%	79%
Sabanalarga	10.963	10.619	3.114	3.240	2.397	300	13	0	9.064	136	2	9.202	97%	83%
Isabel López	556	546	389	65	0	0	0	0	454	1	0	455	98%	82%
Molineros	449	439	316	38	1	0	0	0	355	1	0	356	98%	79%
La Peña	819	784	496	114	0	0	0	0	610	1	0	611	96%	74%
Colombia	235	194	133	39	0	0	0	0	172	0	0	172	83%	73%
Cascajal	503	495	359	45	0	0	0	0	404	3	0	407	98%	80%
Aguada de Pablo	722	721	384	64	0	0	0	0	448	0	0	448	100%	62%
Galapa	7.504	7.097	2.883	2.365	571	1	0	0	5.820	65	4	5.889	95%	78%
Baranoa	9.550	9.419	2.924	3.292	2.200	49	0	0	8.465	102	8	8.575	99%	89%
Pital de Megua	374	362	162	138	0	0	0	0	300	4	0	304	97%	80%
Campeche	896	853	374	289	0	0	0	0	663	9	1	673	95%	74%
Sibarco	219	216	146	11	0	0	0	0	157	0	0	157	99%	72%
Puerto Colombia	10.672	10.259	1.831	3.559	2.765	503	102	153	8.913	248	12	9.173	96%	84%
Sabanagrande	5.275	5.200	1420	2.354	599	0	0	2	4.375	75	8	4.458	99%	83%
Santo Tomás	4.561	4.515	967	2.337	742	9	0	0	4.055	63	1	4.119	99%	89%
Palmar de Varela	4.712	4.650	1.051	2.179	812	0	0	0	4.042	27	0	4.069	99%	86%
Luruaco	2.644	2.555	941	785	139	0	0	0	1.865	26	0	1.891	97%	71%
Pendales	286	283	81	135	1	0	0	0	217	2	0	219	99%	76%
Arroyo de Piedra	579	579	242	318	0	0	0	0	560	3	3	566	100%	97%
Palmar de Candelaria	467	416	183	117	0	0	0	0	300	1	0	301	89%	64%
Santa Cruz	942	877	285	176	0	0	0	0	461	1	0	462	93%	49%
La Puntica	53	39	10	5	0	0	0	0	15	1	0	16	74%	28%
San Juan de Tocagua	180	122	64	26	0	0	0	0	90	1	0	91	68%	50%
Polonuevo	2.481	2.471	823	992	310	1	0	0	2.126	29	14	2.169	100%	86%
Pital de Carlin	221	218	66	115	0	0	0	0	181	3	0	184	99%	82%
Usiacurí	1.666	1.602	560	623	105	0	0	0	1.288	12	0	1.300	96%	77%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Atlántico (61)	**496.317**	**487.844**	**151.038**	**139.520**	**80.599**	**31.188**	**14.326**	**10.988**	**427.659**	**8.220**	**475**	**436.354**	**98%**	**86%**
Subtotal	**26.594**	**25.646**	**9.246**	**8.666**	**1.733**	**184**	**7**	**2**	**19.838**	**172**	**4**	**20.014**	**96%**	**75%**
Ponedera	2.354	2.320	838	909	220	0	0	0	1.967	14	1	1.982	99%	84%
Santa Rita	150	144	98	0	0	0	0	0	98	2	0	100	96%	65%
Puerto Giraldo	980	980	529	183	0	0	0	0	712	4	0	716	100%	73%
Retirada	140	139	96	25	0	0	0	0	121	1	0	122	99%	86%
Martillo	306	303	90	146	0	0	0	0	236	2	0	238	99%	77%
Candelaria	1.791	1.728	870	597	0	0	0	0	1.467	7	0	1.474	96%	82%
Leña	384	383	243	71	0	0	0	0	314	2	0	316	100%	82%
Carreto	292	292	99	123	0	0	0	0	222	1	0	223	100%	76%
Campo de la Cruz	3.364	3.277	143	1.578	751	0	0	0	2.472	19	0	2.491	97%	73%
Bohórquez	333	332	151	100	0	0	0	0	251	1	0	252	100%	75%
Repelón	3.074	2.927	1.187	734	47	0	0	0	1.968	17	0	1.985	95%	64%
Cien Pesos	95	95	67	3	0	0	0	0	70	0	0	70	100%	74%
Las Tablas	117	96	74	0	0	0	0	0	74	0	0	74	82%	63%
Los Límites	60	47	31	7	0	0	0	0	38	0	0	38	78%	63%
Villa Rosa	605	549	451	42	0	0	0	0	493	1	0	494	91%	81%
Rotinet	404	399	308	15	0	0	0	0	323	1	0	324	99%	80%
Santa Lucía	1.506	1.496	544	525	19	0	0	0	1.088	6	0	1.094	99%	72%
Algodonal	164	156	112	1	0	0	0	0	113	1	0	114	95%	69%
Suán	1.766	1.672	531	636	211	0	0	0	1.378	16	1	1.395	95%	78%
Manatí	2.671	2.644	1.018	1.024	0	0	0	0	2.042	9	0	2.051	99%	76%
Juan de Acosta	1.762	1.732	438	632	397	9	0	0	1.476	17	0	1.493	98%	84%
Vaivén	320	319	19	253	0	0	0	0	272	0	0	272	100%	85%
Santa Verónica	263	261	1	34	88	31	7	2	163	30	0	193	99%	62%
Saco	502	474	230	96	0	0	0	0	326	0	0	326	94%	65%
Chorrera	264	245	124	34	0	0	0	0	158	1	0	159	93%	60%
Tubará	1.628	1.478	387	770	0	7	0	0	1.164	11	2	1.177	91%	71%
El Morro	116	104	63	4	0	0	0	0	67	1	0	68	90%	58%
Playa Mendoza	278	272	1	0	0	137	0	0	138	7	0	145	98%	50%
Piojó	480	404	234	110	0	0	0	0	344	1	0	345	84%	72%
Aguas Vivas	115	85	62	0	0	0	0	0	62	0	0	62	74%	54%
Hibacharo	310	293	207	14	0	0	0	0	221	0	0	221	95%	71%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Bolívar (24)	**310.886**	**269.791**	**98.435**	**89.184**	**35.205**	**12.950**	**6.651**	**8.415**	**250.840**	**2.824**	**172**	**253.836**	**87%**	**81%**
Cartagena	202.467	179.485	59.281	53.026	31.159	11.967	6.651	8.415	170.499	2.151	154	172.804	89%	84%
Magangué	21.531	16.631	6.154	9.403	210	248	0	0	16.015	138	4	16.157	77%	74%
Turbaco	15.200	14.959	2.799	8.722	1.696	734	0	0	13.951	101	7	14.059	98%	92%
Arjona	12.270	9.176	6.122	2.262	588	0	0	0	8.972	41	1	9.014	75%	73%
El Carmen de Bolívar	11.370	7.923	3.342	3.537	752	0	0	0	7.631	87	3	7.721	70%	67%
Mompox	5.227	4.754	2.334	1.264	546	0	0	0	4.144	24	0	4.168	91%	79%
San Juan Nepomuceno	4.847	4.576	1.262	2.926	39	0	0	0	4.227	56	1	4.284	94%	87%
María La Baja	4.597	4.456	2.199	1.339	89	0	0	0	3.627	15	0	3.642	97%	79%
San Jacinto	3.775	3.454	2.476	656	19	0	0	0	3.151	38	0	3.189	91%	83%
Villanueva	3.500	2.843	2.012	181	0	0	0	0	2.193	7	0	2.200	81%	63%
Santa Rosa	2.988	2.597	1.511	775	0	0	0	0	2.286	5	1	2.292	87%	77%
San Pablo	3.203	3.203	2.377	738	0	0	0	0	3.115	95	0	3.210	100%	97%
Turbana	2.222	2.049	752	1.053	72	0	0	0	1.877	7	0	1.884	92%	84%
Clemencia	1.787	1.623	774	512	2	1	0	0	1.289	3	1	1.293	91%	72%
Puerta Cartagena-Limón	1.670	1.484	562	397	0	0	0	0	959	4	0	963	89%	57%
Santa Catalina	1.476	981	570	260	6	0	0	0	836	2	0	838	66%	57%
Talaigua Nuevo Viejo	1.176	1.124	610	290	0	0	0	0	900	1	0	901	96%	77%
Granada	900	666	434	1	0	0	0	0	435	0	0	435	74%	48%
Cantagallo	739	733	205	504	0	0	0	0	709	24	0	733	99%	96%
Las Caras	198	171	131	5	0	0	0	0	136	1	0	137	86%	69%
Calamar	2.376	2.357	1.224	636	3	0	0	0	1.863	13	0	1.876	99%	78%
Zambrano	2.210	481	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22%	0%
Mahates	2.738	1.655	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60%	0%
Arenal	2.419	2.410	1.304	697	24	0	0	0	2.025	11	0	2.036	100%	84%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Boyacá (39)	**120.815**	**106.798**	**9.473**	**48.138**	**33.674**	**5.173**	**1.627**	**0**	**98.085**	**2.925**	**18**	**101.028**	**88%**	**81%**
Tunja	34.089	32.136	3.789	8.603	13.004	2.743	1.454	0	29.593	781	2	30.376	94%	87%
Sogamoso	23.313	17.964	244	11.402	4.974	454	0	0	17.074	506	11	17.591	77%	73%
Duitama	23.631	19.214	1.649	8.273	6.854	1.630	173	0	18.579	565	2	19.146	81%	79%
Chiquinquirá	9.100	8.554	536	3.208	4.176	5	0	0	7.925	251	0	8.176	94%	87%
Paipa	4.475	4.385	77	3.544	522	70	0	0	4.213	175	2	4.390	98%	94%
Villa de Leyva	1.700	1.129	128	450	275	165	0	0	1.018	76	1	1.095	66%	60%
Santa Rosa de Viterbo	1.520	1.499	75	931	343	0	0	0	1.349	34	0	1.383	99%	89%
Belén	1.398	1.025	9	879	21	0	0	0	909	64	0	973	73%	65%
Samacá	1.091	1.090	164	521	334	0	0	0	1.019	46	0	1.065	100%	93%
Nobsa	1.204	1.163	94	728	101	44	0	0	967	30	0	997	97%	80%
Tibasosa	849	785	5	350	332	10	0	0	697	22	0	719	92%	82%
Cerinza	432	387	134	183	12	0	0	0	329	13	0	342	90%	76%
Nazareth-Belencito	695	633	177	426	10	0	0	0	613	21	0	634	91%	88%
Sutamarchán	378	348	5	87	193	0	0	0	285	25	0	310	92%	75%
Ráquira	400	300	11	99	134	0	0	0	244	63	0	307	75%	61%
Sáchica	501	501	181	157	15	0	0	0	353	12	0	365	100%	70%
Tuta	820	820	157	520	26	0	0	0	703	33	0	736	100%	86%
Floresta	267	232	1	205	19	0	0	0	225	8	0	233	87%	84%
Cómbita	211	211	7	97	59	0	0	0	163	5	0	168	100%	77%
Cucaita	202	202	0	166	1	0	0	0	167	5	0	172	100%	83%
Santa Sofía	250	213	2	130	49	0	0	0	181	7	0	188	85%	72%
Sora	129	90	27	33	0	0	0	0	60	4	0	64	70%	47%
Tinjacá	120	120	1	53	47	0	0	0	101	9	0	110	100%	84%
Briceño	152	152	26	98	0	0	0	0	124	2	0	126	100%	82%
Tunungua	82	69	31	34	1	0	0	0	66	2	0	68	84%	80%
Motavita	94	94	35	50	1	0	0	0	86	8	0	94	100%	91%
Caldas	59	59	0	54	0	0	0	0	54	5	0	59	100%	92%
Oicata	64	57	11	40	0	0	0	0	51	5	0	56	89%	80%
Puerto Boyacá	7.925	7.833	1.346	3.940	1.358	0	0	0	6.644	52	0	6.696	99%	84%
Moniquirá	2.040	1.960	107	681	619	44	0	0	1.451	45	0	1.496	96%	71%
Miraflores	1.008	957	192	603	11	7	0	0	813	26	0	839	95%	81%
Santana	650	650	60	185	120	0	0	0	365	5	0	370	100%	56%
Zetaquirá	349	349	25	255	0	0	0	0	280	2	0	282	100%	80%
Páez	361	361	4	303	0	0	0	0	307	1	0	308	100%	85%
San Eduardo	294	294	141	142	0	0	0	0	283	1	0	284	100%	96%
Berbeo	182	182	22	156	0	1	0	0	179	3	0	182	100%	98%
Arcabuco	280	280	0	185	32	0	0	0	217	11	0	228	100%	78%
Chitaraque	250	250	0	166	31	0	0	0	197	0	0	197	100%	79%
Togüí	250	250	0	201	0	0	0	0	201	2	0	203	100%	80%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Caldas (8)	**142.903**	**141.353**	**10.728**	**38.052**	**37.807**	**12.666**	**3.762**	**5.812**	**108.827**	**1.814**	**77**	**110.718**	**99%**	**76%**
Manizales	96.743	96.743	4.942	19.621	28.382	11.098	3.664	5.812	73.519	1.404	62	74.985	100%	76%
La Dorada	17.267	15.972	2.485	7.843	1.827	80	1	0	12.236	83	1	12.320	93%	71%
Villamaría	9.907	9.907	1.101	3.320	3.557	325	1	0	8.304	100	6	8.410	100%	84%
Chinchiná	10.400	10.400	935	3.982	2.221	1.150	96	0	8.384	121	8	8.513	100%	81%
Manzanares	2.499	2.298	393	1.224	248	12	0	0	1.877	22	0	1.899	92%	75%
Neira	3.469	3.469	93	987	1.276	0	0	0	2.356	55	0	2.411	100%	68%
La Victoria	1.325	1.271	489	456	181	1	0	0	1.127	5	0	1.132	96%	85%
Palestina	1.293	1.293	290	619	115	0	0	0	1.024	24	0	1.048	100%	79%
Casanare (11)	**62.920**	**57.180**	**12.714**	**23.309**	**7.077**	**1.179**	**17**	**0**	**44.296**	**1.174**	**14**	**45.484**	**91%**	**70%**
Yopal	30.340	30.340	4.936	11.161	5.573	1.158	17	0	22.845	676	10	23.531	100%	75%
Aguazul	6.516	6.516	982	4.334	358	2	0	0	5.676	147	2	5.825	100%	87%
Villanueva	5.079	4.521	1.007	2.348	646	17	0	0	4.018	118	1	4.137	89%	79%
Paz de Ariporo	3.150	3.150	1.111	1.030	2	0	0	0	2.143	28	0	2.171	100%	68%
Tauramena	3.308	3.238	1.212	1.219	426	1	0	0	2.858	97	1	2.956	98%	86%
Monterrey	3.311	3.276	1.488	1.271	3	0	0	0	2.762	72	0	2.834	99%	83%
Maní	2.158	2.158	600	828	17	1	0	0	1.446	9	0	1.455	100%	67%
Trinidad	1.801	1.067	363	450	7	0	0	0	820	7	0	827	59%	46%
Orocué	4.044	1.474	832	76	1	0	0	0	909	13	0	922	36%	22%
Sabanalarga	1.863	830	25	369	34	0	0	0	428	4	0	432	45%	23%
San Luis de Palenque	1.350	610	158	223	10	0	0	0	391	3	0	394	45%	29%
Cauca (4)	**89.649**	**71.368**	**3.903**	**12.012**	**9.029**	**1.513**	**705**	**92**	**27.254**	**127**	**1**	**27.382**	**80%**	**30%**
Popayán	57.458	43.199	1.881	6.655	5.890	1.485	705	92	16.708	103	0	16.811	75%	29%
Santander de Quilichao	16.796	15.142	1.153	2.719	1.438	27	0	0	5.337	15	1	5.353	90%	32%
Puerto Tejada	11.643	9.484	160	1.743	1.701	1	0	0	3.605	4	0	3.609	81%	31%
Villa Rica	3.752	3.543	709	895	0	0	0	0	1.604	5	0	1.609	94%	43%
Caquetá (1)	**41.664**	**30.514**	**11.869**	**6.289**	**704**	**108**	**0**	**0**	**18.970**	**18**	**0**	**18.988**	**73%**	**46%**
Florencia	41.664	30.514	11.869	6.289	704	108	0	0	18.970	18	0	18.988	73%	46%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Cesar (31)	**154.593**	**144.974**	**41.853**	**48.106**	**19.192**	**5.220**	**1.734**	**670**	**116.775**	**1.332**	**117**	**118.224**	**94%**	**76%**
Valledupar	76.993	73.546	20.254	24.357	15.223	4.901	1.723	670	67.128	1.054	41	68.223	96%	87%
Aguachica	15.630	14.679	5.798	4.887	1.461	234	6	0	12.386	76	25	12.487	94%	79%
Agustín Codazzi	8.787	7.747	1.308	4.487	412	82	5	0	6.294	27	18	6.339	88%	72%
Curumaní	4.350	4.227	1.441	2.131	0	0	0	0	3.572	24	5	3.601	97%	82%
San Alberto	3.350	3.293	1.190	1.434	590	3	0	0	3.217	29	9	3.255	98%	96%
La Jagua de Ibirico	3.865	3.726	1.572	1.721	1	0	0	0	3.294	19	1	3.314	96%	85%
Pailitas	3.041	2.859	1.394	1.226	0	0	0	0	2.620	17	4	2.641	94%	86%
Chiriguaná	3.105	2.977	724	633	994	0	0	0	2.351	8	3	2.362	96%	76%
La Paz	2.683	2.668	630	1.446	329	0	0	0	2.405	35	2	2.442	99%	90%
Pelaya	2.282	2.027	1.439	344	44	0	0	0	1.827	6	3	1.836	89%	80%
San Diego	2.059	1.691	813	768	11	0	0	0	1.592	6	4	1.602	82%	77%
Gamarra	1.526	1.417	286	806	45	0	0	0	1.137	5	0	1.142	93%	75%
Becerril	2.406	2.334	804	1.315	0	0	0	0	2.119	6	2	2.127	97%	88%
La Gloria	1.091	844	360	366	0	0	0	0	726	4	0	730	77%	67%
Tamalameque	1.158	1.073	604	365	5	0	0	0	974	1	0	975	93%	84%
Casacará	894	402	93	206	0	0	0	0	299	0	0	299	45%	33%
Rincón Hondo	600	343	190	85	0	0	0	0	275	1	0	276	57%	46%
San Roque	810	799	788	0	0	0	0	0	788	2	0	790	99%	97%
La Mata	209	130	104	0	0	0	0	0	104	1	0	105	62%	50%
El Copey	3.410	3.410	52	167	1	0	0	0	220	0	0	220	100%	6%
Sabanagrande	253	248	214	0	0	0	0	0	214	0	0	214	98%	85%
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	43	0	0	0	0	0	43	0	0	43	84%	64%
La Palmita	358	349	295	0	0	0	0	0	295	0	0	295	97%	82%
Manaure	1.461	1.461	782	595	8	0	0	0	1.385	7	0	1.392	100%	95%
San José de Oriente	424	424	227	186	0	0	0	0	413	2	0	415	100%	97%
Betania	331	331	275	53	0	0	0	0	328	1	0	329	100%	99%
San Martín	1.674	474	1	129	16	0	0	0	146	1	0	147	28%	9%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Córdoba (24)	**184.152**	**164.851**	**66.034**	**45.580**	**16.823**	**3.934**	**1.796**	**1.112**	**135.279**	**1.274**	**74**	**136.627**	**90%**	**73%**
Montería	71.764	64.905	32.603	17.177	7.716	2.952	1.723	1.003	63.174	648	39	63.861	90%	88%
Sahagún	11.465	10.269	3.424	4.350	1.648	357	0	0	9.779	90	3	9.872	90%	85%
Cereté	13.000	12.736	3.279	5.736	1.379	523	10	0	10.927	104	22	11.053	98%	84%
Lorica	9.780	8.825	3.657	2.681	828	4	0	0	7.170	55	1	7.226	90%	73%
Planeta Rica	9.500	9.177	2.750	3.902	1.427	48	0	0	8.127	108	4	8.239	97%	86%
Montelíbano	11.000	10.800	3.649	2.667	2.400	32	63	109	8.920	93	3	9.016	98%	81%
Chinú	5.507	4.672	2.037	1.775	660	2	0	0	4.474	59	1	4.534	85%	81%
Ayapel	5.710	5.698	1.356	1.484	93	0	0	0	2.933	15	0	2.948	100%	51%
Ciénaga de Oro	5.500	4.770	2.346	1.496	366	16	0	0	4.224	18	1	4.243	87%	77%
San Antero	4.276	1.999	1.030	762	140	0	0	0	1.932	7	0	1.939	47%	45%
San Pelayo	2.900	2.715	810	593	10	0	0	0	1.413	7	0	1.420	94%	49%
Purísima	2.365	2.154	551	493	27	0	0	0	1.071	2	0	1.073	91%	45%
San Andrés	1.804	1.620	770	663	57	0	0	0	1.490	23	0	1.513	90%	83%
Momil	2.023	1.780	913	447	3	0	0	0	1.363	7	0	1.370	88%	67%
Pueblo Nuevo	2.400	2.221	919	735	65	0	0	0	1.719	18	0	1.737	93%	72%
Buenavista	3.000	1.150	714	228	1	0	0	0	943	3	0	946	38%	31%
San Carlos	1.200	993	509	67	0	0	0	0	576	3	0	579	83%	48%
Chima	688	624	391	110	0	0	0	0	501	5	0	506	91%	73%
Tuchín	1.130	1.124	656	28	1	0	0	0	685	8	0	693	99%	61%
Tierralta	7.910	7.555	1.999	0	0	0	0	0	1.999	1	0	2.000	96%	25%
Valencia	3.486	1.663	303	54	0	0	0	0	357	0	0	357	48%	10%
La Apartada	3.368	3.368	3	82	0	0	0	0	85	0	0	85	100%	3%
San Bernardo del Viento	2.476	2.229	44	50	1	0	0	0	95	0	0	95	90%	4%
Cotorra	1.900	1.804	1.321	0	1	0	0	0	1.322	0	0	1.322	95%	70%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Cundinamarca (47)	**2.089.834**	**2.050.325**	**158.489**	**669.418**	**655.477**	**213.995**	**64.880**	**47.254**	**1.809.513**	**39.256**	**679**	**1.849.448**	**98%**	**87%**
Bogotá	1.762.685	1.745.873	119.386	546.577	578.764	198.955	63.858	46.392	1.553.932	35.659	572	1.590.163	99%	88%
Soacha	115.074	115.074	21.935	49.279	25.262	0	0	0	96.476	0	30	96.506	100%	84%
Fusagasugá	28.325	27.497	2.768	8.375	3.889	4.216	102	1	19.351	151	0	19.502	97%	68%
Girardot	25.570	21.601	1.286	5.798	5.106	496	59	0	12.745	139	0	12.884	84%	50%
Facatativá	18.746	17.974	2.553	7.541	4.067	1.880	0	0	16.041	340	5	16.386	96%	86%
Zipaquirá	18.180	16.353	1.670	7.749	4.874	1.609	1	0	15.903	459	2	16.364	90%	87%
Chía	19.581	19.581	586	6.563	6.462	2.876	672	605	17.764	583	4	18.351	100%	91%
Mosquera	16.837	16.837	1.758	7.199	5.326	2.244	0	0	16.527	297	15	16.839	100%	98%
Funza	13.857	13.857	913	3.196	7.428	235	0	0	11.772	290	7	12.069	100%	85%
Madrid	10.296	10.296	372	6.123	3.602	72	0	0	10.169	252	2	10.423	100%	99%
Sibaté	6.072	5.127	347	3.221	1.016	0	0	0	4.584	0	10	4.594	84%	75%
Cajicá	7.406	7.406	624	3.156	2.539	572	144	136	7.171	246	13	7.430	100%	97%
Ubaté	5.265	4.140	1.122	2.421	416	38	0	0	3.997	148	2	4.147	79%	76%
Puerto Salgar	3.150	2.761	1.154	612	133	0	0	0	1.899	17	0	1.916	88%	60%
Ricaurte	3.563	1.372	77	80	356	42	1	0	556	24	0	580	39%	16%
Simijaca	1.644	1.178	115	425	521	4	0	0	1.065	55	3	1.123	72%	65%
Tocancipá	2.492	2.492	323	1.147	405	293	0	0	2.168	75	9	2.252	100%	87%
Cota	1.972	1.972	13	332	858	96	41	120	1.460	67	1	1.528	100%	74%
Sopó	2.111	2.108	405	1.321	305	0	0	0	2.031	101	1	2.133	100%	96%
Tenjo	926	738	5	531	125	0	0	0	661	29	0	690	80%	71%
Nemocón	1.158	981	185	443	181	2	0	0	811	36	0	847	85%	70%
Bojacá	1.068	903	58	618	188	0	0	0	864	32	0	896	85%	81%
Tabio	2.115	2.115	21	840	955	231	0	0	2.047	68	0	2.115	100%	97%
Cogua	1.352	1.352	329	660	336	0	0	0	1.325	54	1	1.380	100%	98%
Cáqueza	1.624	1.250	45	669	205	3	0	0	922	0	0	922	77%	57%
Gachancipa	775	651	96	304	237	2	0	0	639	21	0	660	84%	82%
Susa	512	257	3	145	101	0	0	0	249	10	0	259	50%	49%
Une	962	795	10	355	236	0	0	0	601	3	0	604	83%	62%
Zipacón	450	360	5	231	68	0	0	0	304	13	0	317	80%	68%
Paratebueno	730	693	89	376	16	0	0	0	481	18	1	500	95%	66%
Cucunubá	551	551	8	173	95	0	0	0	276	7	0	283	100%	50%
Chipaque	549	465	7	96	254	0	0	0	357	6	0	363	85%	65%
Guayabetal	373	370	12	317	1	0	0	0	330	1	0	331	99%	88%
Fosca	375	343	28	262	10	0	0	0	300	1	1	302	91%	80%
Sutatausa	274	274	1	103	164	0	0	0	268	4	0	272	100%	98%
Quetame	297	294	15	220	46	0	0	0	281	0	0	281	99%	95%
Tausa	178	169	38	38	57	0	0	0	133	6	0	139	95%	75%
Puente Quetame	175	170	0	132	18	0	0	0	150	0	0	150	97%	86%
Capellania	145	145	0	26	71	0	0	0	97	3	0	100	100%	67%
Guatancuy	49	49	1	48	0	0	0	0	49	0	0	49	100%	100%
Medina	975	830	59	736	26	0	0	0	821	12	0	833	85%	84%
Arbeláez	1.768	1.311	11	511	260	77	1	0	860	15	0	875	74%	49%
Silvania	2.330	1.664	55	410	498	52	1	0	1.016	10	0	1.026	71%	44%
Agua de Dios	3.284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Tocaima	2.788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Apulo	1.129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Fúquene	96	96	1	59	0	0	0	0	60	4	0	64	100%	63%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Guaviare (1)	**5.552**	**4.676**	**451**	**606**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.057**	**245**	**0**	**1.302**	**84%**	**19%**
San José del Guaviare	5.552	4.676	451	606	0	0	0	0	1.057	245	0	1.302	84%	19%
La Guajira (39)	**82.964**	**80.562**	**20.353**	**34.882**	**12.718**	**1.982**	**273**	**1**	**70.210**	**903**	**65**	**71.178**	**97%**	**85%**
Riohacha	25.958	25.158	9.667	9.391	3.965	1.223	273	1	24.521	364	10	24.895	97%	94%
Maicao	19.031	18.481	2.876	9.260	3.050	348	0	0	15.534	191	10	15.735	97%	82%
San Juan	5.518	5.411	1.093	1.738	1.533	48	0	0	4.412	38	0	4.450	98%	80%
Fonseca	5.618	5.618	1.698	1.679	1.762	50	0	0	5.189	52	3	5.244	100%	92%
Villanueva	4.840	4.809	798	2.476	732	17	0	0	4.023	37	0	4.060	99%	83%
Barrancas	3.316	3.201	364	1.867	670	0	0	0	2.901	39	0	2.940	97%	87%
Hato Nuevo	2.140	2.118	387	814	456	294	0	0	1.951	39	0	1.990	99%	91%
Urumita	1.688	1.675	671	911	9	0	0	0	1.591	9	0	1.600	99%	94%
Uribia	1.643	1.638	318	736	31	0	0	0	1.085	25	5	1.115	100%	66%
Manaure	1.631	1.230	157	623	171	0	0	0	951	29	1	981	75%	58%
Mingueo	1.248	1.234	4	898	0	0	0	0	902	8	0	910	99%	72%
El Molino	1.204	1.204	166	611	135	0	0	0	912	5	0	917	100%	76%
Albania	1.258	1.258	337	620	0	0	0	0	957	10	3	970	100%	76%
Dibulla	895	796	26	621	0	0	0	0	647	13	0	660	89%	72%
Distracción	898	898	174	495	161	2	0	0	832	8	0	840	100%	93%
Corredor Carbón	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	100%	0%
Palomino	698	698	68	252	0	0	0	0	320	11	0	331	100%	46%
Camarones	678	678	53	347	0	0	0	0	400	2	1	403	100%	59%
Papayal	613	613	43	411	37	0	0	0	491	5	0	496	100%	80%
La Punta	485	485	156	201	0	0	0	0	357	2	0	359	100%	74%
BuenaVista	325	325	43	238	6	0	0	0	287	3	0	290	100%	88%
Cuestecitas	379	379	218	48	0	0	0	0	266	1	0	267	100%	70%
Rio Ancho	308	308	133	24	0	0	0	0	157	0	0	157	100%	51%
Las Flores	122	122	69	30	0	0	0	0	99	2	1	102	100%	81%
La Jagua del Pilar	344	344	87	206	0	0	0	0	293	5	0	298	100%	85%
El Pájaro	127	117	25	78	0	0	0	0	103	0	0	103	92%	81%
Los Pondores	329	329	198	78	0	0	0	0	276	0	0	276	100%	84%
El Ebanal	35	28	24	1	0	0	0	0	25	1	2	28	80%	71%
Tigeras	162	128	92	34	0	0	0	0	126	1	0	127	79%	78%
Comejenes	92	57	55	1	0	0	0	0	56	0	1	57	62%	61%
Choles	120	109	82	6	0	0	0	0	88	0	0	88	91%	73%
Anaime	39	39	20	0	0	0	0	0	20	0	0	20	100%	51%
Maitas	283	219	100	71	0	0	0	0	171	2	0	173	77%	60%
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	82	26	0	0	0	0	108	0	0	108	100%	36%
El Hatico	211	211	59	89	0	0	0	0	148	1	0	149	100%	70%
Cerrejón	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	100%	0%
Guayacanal	165	165	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100%	0%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Huila (38)	**193.833**	**187.957**	**41.788**	**77.181**	**16.642**	**5.196**	**1.163**	**122**	**142.092**	**1.218**	**20**	**143.330**	**97%**	**73%**
Neiva	104.183	103.329	17.597	45.673	9.898	4.955	1.140	120	79.383	803	14	80.200	99%	76%
Garzón	9.119	8.775	1.982	3.622	1.579	135	1	1	7.320	51	0	7.371	96%	80%
Campoalegre	7.318	7.047	2.665	2.680	507	0	0	0	5.852	34	1	5.887	96%	80%
La Plata	6.058	5.988	1.009	2.904	1.038	4	0	0	4.955	63	0	5.018	99%	82%
Rivera	5.044	4.548	1.096	2.504	384	45	21	1	4.051	47	1	4.099	90%	80%
Palermo	3.718	3.277	1.030	1.281	461	5	0	0	2.777	54	0	2.831	88%	75%
Gigante	4.069	3.885	706	1.720	117	0	0	0	2.543	16	0	2.559	95%	62%
Algeciras	3.289	3.255	1.014	1.276	80	0	0	0	2.370	17	0	2.387	99%	72%
Aipe	2.720	2.636	642	1.621	151	5	0	0	2.419	7	0	2.426	97%	89%
Yaguará	2.162	2.064	468	1.162	163	1	0	0	1.794	24	0	1.818	95%	83%
Tello	1.750	1.726	779	354	78	0	0	0	1.211	4	0	1.215	99%	69%
Hobo	1.945	1.726	587	617	3	0	0	0	1.207	6	1	1.214	89%	62%
Tesalia	1.684	1.629	969	435	35	0	0	0	1.439	4	0	1.443	97%	85%
Caguán	1.193	1.133	665	326	0	0	0	0	991	6	0	997	95%	83%
Baraya	1.226	1.180	626	266	41	0	0	0	933	5	0	938	96%	76%
Tarqui	1.631	1.403	791	313	9	0	0	0	1.113	4	0	1.117	86%	68%
Teruel	1.130	1.081	337	537	112	0	0	0	986	6	0	992	96%	87%
Villavieja	2.014	1.951	257	406	1	0	0	0	664	2	0	666	97%	33%
Paicol	805	782	144	421	102	0	0	0	667	2	0	669	97%	83%
Juncal	725	693	96	499	4	0	0	0	599	3	0	602	96%	83%
Fortalecillas	742	730	350	361	4	0	0	0	715	8	3	726	98%	96%
Guacirco	189	189	143	38	1	0	0	0	182	0	0	182	100%	96%
Betania	170	169	89	67	2	0	0	0	158	0	0	158	99%	93%
San Francisco	124	123	94	28	0	0	0	0	122	1	0	123	99%	98%
San Jorge	78	78	78	0	0	0	0	0	78	0	0	78	100%	100%
Timaná	2.062	2.062	606	638	55	0	0	0	1.299	2	0	1.301	100%	63%
Suaza	1.088	1.088	303	364	37	0	0	0	704	3	0	707	100%	65%
Pitalito	16.653	16.653	4.428	3.939	1.453	46	1	0	9.867	25	0	9.892	100%	59%
Agrado	1.500	1.500	627	385	9	0	0	0	1.021	1	0	1.022	100%	68%
El Pital	1.350	1.350	533	480	25	0	0	0	1.038	1	0	1.039	100%	77%
Altamira	858	858	73	518	15	0	0	0	606	0	0	606	100%	71%
San Agustín	2.141	2.141	251	587	221	0	0	0	1.059	0	0	1.059	100%	49%
Dindal	23	23	23	0	0	0	0	0	23	0	0	23	100%	100%
Pacarní	603	565	343	139	0	0	0	0	482	2	0	484	94%	80%
Bruselas	705	705	90	209	0	0	0	0	299	1	0	300	100%	42%
Guadalupe	1.552	1.552	292	753	57	0	0	0	1.102	0	0	1.102	100%	71%
Santa Clara	120	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0%	0%
Coyaima	2.092	63	5	58	0	0	0	0	63	15	0	78	3%	3%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Magdalena (32)	**176.871**	**166.535**	**40.891**	**45.672**	**31.626**	**8.294**	**3.428**	**8.314**	**138.225**	**2.198**	**167**	**140.590**	**94%**	**78%**
Santa Marta - Rodadero	97.550	95.549	13.324	23.376	27.916	8.187	3.428	8.314	84.545	1.648	64	86.257	98%	87%
Ciénaga	19.930	16.456	4.941	7.507	2.223	21	0	0	14.692	182	35	14.909	83%	74%
Fundación	11.433	11.078	6.164	3.181	900	54	0	0	10.299	123	1	10.423	97%	90%
Aracataca	5.891	5.699	1.761	3.578	2	0	0	0	5.341	34	0	5.375	97%	91%
El Banco	7.439	7.179	2.832	1.721	514	27	0	0	5.094	53	19	5.166	97%	68%
Santa Ana	3.015	2.355	886	885	13	0	0	0	1.784	7	0	1.791	78%	59%
El Retén	2.620	2.620	1.667	397	0	0	0	0	2.064	6	0	2.070	100%	79%
Orihueca	1.977	1.852	901	715	4	0	0	0	1.620	10	17	1.647	94%	82%
Pueblo Viejo	1.100	1.099	372	201	1	0	0	0	574	8	0	582	100%	52%
Tasajera	1.330	1.330	760	270	0	0	0	0	1.030	5	0	1.035	100%	77%
Guacamayal	1.248	1.172	612	342	0	0	0	0	954	3	3	960	94%	76%
Taganga	1.131	988	77	648	11	5	0	0	741	38	0	779	87%	66%
Río Frio	1.434	1.233	682	336	2	0	0	0	1.020	16	17	1.053	86%	71%
Sevilla	1.342	1.329	661	350	0	0	0	0	1.011	6	9	1.026	99%	75%
Tucurinca	857	749	449	72	0	0	0	0	521	4	0	525	87%	61%
Puerto Nuevo	744	709	276	348	0	0	0	0	624	10	0	634	95%	84%
La Gran Vía	386	340	141	139	0	0	0	0	280	2	1	283	88%	73%
Buritaca	361	361	59	208	1	0	0	0	268	14	1	283	100%	74%
La Isla	630	630	332	104	0	0	0	0	436	6	0	442	100%	69%
Nueva Granada	1.200	1.124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94%	0%
Remolino	1.029	1.022	280	348	0	0	0	0	628	2	0	630	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	2.382	2.357	1.654	0	0	0	0	0	1.654	3	0	1.657	99%	69%
Sábanas de San Ángel	730	288	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39%	0%
Salamina	1.464	1.459	306	585	39	0	0	0	930	4	0	934	100%	64%
Palmira	345	343	220	14	0	0	0	0	234	2	0	236	99%	68%
Varela	592	592	472	0	0	0	0	0	472	1	0	473	100%	80%
Palermo	1.231	1.213	750	148	0	0	0	0	898	7	0	905	99%	73%
Guaimaro	462	441	258	171	0	0	0	0	429	3	0	432	95%	93%
Santa Rosalía	85	85	54	28	0	0	0	0	82	1	0	83	100%	96%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Meta (19)	**150.877**	**145.547**	**19.855**	**41.305**	**48.800**	**9.308**	**3.074**	**751**	**123.093**	**3.616**	**34**	**126.743**	**96%**	**82%**
Villavicencio	102.407	99.687	12.107	28.478	42.676	8.937	3.071	750	96.019	1.055	25	97.099	97%	94%
Acacías	20.240	20.240	3.874	5.981	3.867	371	3	0	14.096	163	5	14.264	100%	70%
Castilla	1.060	1.018	32	512	128	0	0	0	672	12	0	684	96%	63%
San Martín	8.501	8.003	272	848	248	0	0	0	1.368	13	0	1.381	94%	16%
Guamal	2.977	2.554	393	376	148	0	0	0	917	18	1	936	86%	31%
Barranca de Upia	596	567	246	221	0	0	0	0	467	16	2	485	95%	78%
Cumaral	3.450	3.100	295	1.557	886	0	0	0	2.738	76	0	2.814	90%	79%
Restrepo	2.200	2.121	688	538	781	0	0	1	2.008	41	0	2.049	96%	91%
Cubarral	602	602	101	196	0	0	0	0	297	56	0	353	100%	49%
Puerto Gaitán	1.200	1.200	158	453	3	0	0	0	614	284	0	898	100%	51%
San Carlos de Guaroa	725	725	267	255	0	0	0	0	522	422	0	944	100%	72%
Puerto Concordia	355	355	116	8	0	0	0	0	124	124	0	248	100%	35%
Puerto Lleras	850	850	110	187	0	0	0	0	297	297	0	594	100%	35%
El Dorado	310	310	170	19	0	0	0	0	189	189	0	378	100%	61%
Puerto Rico	683	683	411	104	0	0	0	0	515	309	0	824	100%	75%
El Castillo	361	361	173	129	0	0	0	0	302	297	0	599	100%	84%
Cabuyaro	485	485	126	88	0	0	0	0	214	141	0	355	100%	44%
Pto. López	3.330	2.156	241	1.044	63	0	0	0	1.348	91	0	1.439	65%	40%
San Juan de Arana	545	530	75	311	0	0	0	0	386	12	1	399	97%	71%
Norte de Santander (5)	**208.136**	**131.901**	**13.839**	**41.046**	**20.207**	**7.501**	**470**	**1**	**83.064**	**125**	**5**	**83.194**	**63%**	**40%**
Cúcuta	139.358	96.995	7.855	31.065	16.582	7.135	470	1	63.108	84	5	63.197	70%	45%
Los Patios	16.007	8.877	418	4.187	1.254	1	0	0	5.860	0	0	5.860	55%	37%
Villa del Rosario	16.801	5.412	797	1.503	234	4	0	0	2.538	0	0	2.538	32%	15%
Pamplona	12.687	1.748	260	649	287	34	0	0	1.230	0	0	1.230	14%	10%
Ocaña	23.283	18.869	4.509	3.642	1.850	327	0	0	10.328	41	0	10.369	81%	44%
Quindío (8)	**127.138**	**127.138**	**22.646**	**41.196**	**21.251**	**4.443**	**3.455**	**856**	**93.847**	**1.435**	**31**	**95.313**	**100%**	**74%**
Armenia	79.155	79.155	15.020	18.028	15.553	3.819	3.415	826	56.661	877	23	57.561	100%	72%
Calarcá	16.106	16.106	1.613	7.817	2.683	498	8	1	12.620	186	3	12.809	100%	78%
Montenegro	8.161	8.161	2.007	3.540	620	16	5	4	6.192	96	1	6.289	100%	76%
Quimbaya	6.587	6.587	602	3.719	504	18	0	0	4.843	76	0	4.919	100%	74%
La Tebaida	7.823	7.823	1.606	3.918	550	8	17	5	6.104	77	2	6.183	100%	78%
Circasia	5.815	5.815	1.325	2.375	786	83	10	20	4.599	55	2	4.656	100%	79%
Filandia	2.294	2.294	399	1.227	315	0	0	0	1.941	38	0	1.979	100%	85%
Salento	1.197	1.197	74	572	240	1	0	0	887	30	0	917	100%	74%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Risaralda (7)	**178.014**	**178.014**	**22.401**	**47.892**	**37.352**	**11.912**	**6.597**	**3.332**	**129.486**	**2.232**	**64**	**131.782**	**100%**	**73%**
Pereira	106.227	106.227	15.287	24.159	15.181	8.843	6.492	3.327	73.289	1.309	32	74.630	100%	69%
Dos Quebradas	48.545	48.545	3.802	16.323	15.756	2.574	46	0	38.501	545	30	39.076	100%	79%
Santa Rosa de Cabal	11.711	11.711	1.068	3.959	3.406	368	59	5	8.865	188	2	9.055	100%	76%
La Virginia	7.556	7.556	1.689	1.800	2.231	113	0	0	5.833	101	0	5.934	100%	77%
Marsella	2.686	2.686	442	1.166	404	8	0	0	2.020	49	0	2.069	100%	75%
La Celia	863	863	68	384	218	3	0	0	673	28	0	701	100%	78%
Balboa	426	426	45	101	156	3	0	0	305	12	0	317	100%	72%
Santander (25)	**318.609**	**318.196**	**42.260**	**89.006**	**88.362**	**58.269**	**9.039**	**9.280**	**296.216**	**8.102**	**45**	**304.363**	**100%**	**93%**
Bucaramanga	124.913	124.913	12.570	20.729	31.811	40.583	4.413	8.041	118.147	5.038	17	123.202	100%	95%
Floridablanca	70.338	70.338	6.458	24.882	20.314	10.201	3.901	1.122	66.878	437	7	67.322	100%	95%
Barrancabermeja	45.880	45.880	10.251	15.838	8.268	5.461	664	0	40.482	889	0	41.371	100%	88%
Girón	25.356	25.356	5.547	8.748	8.750	724	11	2	23.782	652	18	24.452	100%	94%
Piedecuesta	23.648	23.648	207	7.360	14.268	1.262	50	112	23.259	596	3	23.858	100%	98%
Barbosa	5.600	5.300	55	2.450	900	0	0	0	3.405	41	0	3.446	95%	61%
San Vicente de Chucuri	3.733	3.733	961	2.005	323	0	0	0	3.289	5	0	3.294	100%	88%
Sabana de Torres	3.662	3.662	600	1.629	1.167	0	0	0	3.396	96	0	3.492	100%	93%
Puerto Wilches	3.465	3.465	2.152	894	339	0	0	0	3.385	91	0	3.476	100%	98%
Lebrija	2.899	2.899	31	863	1.870	32	0	3	2.799	114	0	2.913	100%	97%
Vélez	1.972	1.972	1.342	0	0	0	0	0	1.342	52	0	1.394	100%	68%
Puente Nacional	1.290	1.210	113	492	293	0	0	0	898	25	0	923	94%	70%
Puente Sogamoso	1.135	1.132	801	259	7	0	0	0	1.067	12	0	1.079	100%	94%
La Belleza	565	565	83	354	12	0	0	0	449	15	0	464	100%	79%
Guavatá	430	430	9	393	0	0	0	0	402	5	0	407	100%	93%
El Pedral	492	489	262	109	4	0	0	0	375	5	0	380	99%	76%
Bolívar	300	300	0	294	0	0	0	0	294	4	0	298	100%	98%
Florián	381	363	7	272	12	0	0	0	291	7	0	298	95%	76%
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	34	322	0	0	0	0	356	0	0	356	100%	82%
Albania	108	99	3	84	3	3	0	0	93	9	0	102	92%	86%
Sucre	100	100	1	99	0	0	0	0	100	1	0	101	100%	100%
Guepsa	930	930	521	370	21	3	0	0	915	3	0	918	100%	98%
La Paz	539	539	245	164	0	0	0	0	409	0	0	409	100%	76%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Sucre (18)	**123.278**	**102.283**	**42.131**	**36.572**	**10.120**	**3.668**	**333**	**444**	**93.268**	**1.180**	**42**	**94.490**	**83%**	**76%**
Sincelejo	57.925	50.061	19.685	18.847	6.757	3.193	319	444	49.245	549	23	49.817	86%	85%
Corozal	12.131	9.460	3.735	4.880	410	163	14	0	9.202	78	6	9.286	78%	76%
Sincé	6.650	5.115	2.844	1.052	510	46	0	0	4.452	43	1	4.496	77%	67%
Tolú	6.300	5.188	1.729	1.610	732	195	0	0	4.266	124	0	4.390	82%	68%
San Marcos	6.100	5.805	1.819	2.226	942	0	0	0	4.987	75	2	5.064	95%	82%
Coveñas	4.500	1.949	807	722	23	0	0	0	1.552	120	2	1.674	43%	34%
San Onofre	5.035	4.291	1.727	1.090	288	9	0	0	3.114	25	0	3.139	85%	62%
San Pedro	3.271	2.536	1.527	654	47	0	0	0	2.228	25	1	2.254	78%	68%
Sampués	4.000	3.811	1.599	1.468	153	62	0	0	3.282	34	2	3.318	95%	82%
Galeras	2.824	2.528	1.205	726	134	0	0	0	2.065	12	0	2.077	90%	73%
Ovejas	2.625	2.135	1.110	618	49	0	0	0	1.777	17	0	1.794	81%	68%
Buenavista	2.244	1.617	1.071	257	0	0	0	0	1.328	12	0	1.340	72%	59%
Los Palmitos	1.950	1.706	918	645	0	0	0	0	1.563	14	1	1.578	87%	80%
Betulia	1.614	1.494	584	742	19	0	0	0	1.345	7	0	1.352	93%	83%
Morroa	1.600	1.541	795	565	40	0	0	0	1.400	20	1	1.421	96%	88%
La Unión	1.452	344	0	0	0	0	0	0	0	8	0	8	24%	0%
Tolú Viejo	1.357	1.176	648	434	15	0	0	0	1.097	12	3	1.112	87%	81%
El Porvenir	1.700	1.526	328	36	1	0	0	0	365	5	0	370	90%	21%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Tolima (34)	**255.164**	**222.437**	**35.715**	**97.095**	**39.625**	**7.906**	**1.047**	**195**	**181.583**	**1.481**	**36**	**183.100**	**87%**	**71%**
Ibagué	118.192	116.359	15.256	52.760	28.252	7.092	1.008	193	104.561	856	25	105.442	98%	88%
Espinal	15.144	14.155	2.076	5.713	2.412	357	1	1	10.560	80	7	10.647	93%	70%
Flandes	14.273	9.461	148	2.670	2.043	1	0	0	4.862	29	1	4.892	66%	34%
Melgar	9.873	7.812	1.080	2.547	1.684	149	15	1	5.476	140	0	5.616	79%	55%
Honda	8.129	6.704	1.324	3.150	469	66	0	0	5.009	44	0	5.053	82%	62%
Mariquita	7.827	7.172	2.512	3.151	343	35	0	0	6.041	59	2	6.102	92%	77%
Líbano	6.935	6.463	598	3.365	1.504	150	0	0	5.617	36	0	5.653	93%	81%
Lérida	4.222	4.063	688	2.850	66	0	0	0	3.604	13	0	3.617	96%	85%
Fresno	3.687	3.608	770	1.869	676	1	0	0	3.316	31	0	3.347	98%	90%
Guamo	4.727	4.457	968	2.357	190	0	0	0	3.515	17	0	3.532	94%	74%
Purificación	4.252	4.001	1.210	1.811	103	0	0	0	3.124	13	0	3.137	94%	73%
Armero-Guayabal	3.086	2.852	1.078	1.138	5	0	0	0	2.221	14	0	2.235	92%	72%
Carmen de Apicalá	2.969	2.836	120	1.233	288	48	23	0	1.712	19	0	1.731	96%	58%
Ambalema	1.764	1.740	699	558	62	0	0	0	1.319	5	0	1.324	99%	75%
Venadillo	2.564	2.463	976	1.126	3	0	0	0	2.105	14	0	2.119	96%	82%
Saldaña	2.879	2.588	563	1.289	129	5	0	0	1.986	17	0	2.003	90%	69%
Chicoral	1.607	1.481	221	861	151	0	0	0	1.233	8	0	1.241	92%	77%
San Luis	2.158	2.036	789	955	8	0	0	0	1.752	6	0	1.758	94%	81%
Herveo	1.247	972	95	521	2	0	0	0	618	5	0	623	78%	50%
Alvarado	947	945	192	520	3	0	0	0	715	2	0	717	100%	76%
Piedras	588	571	162	337	0	0	0	0	499	2	0	501	97%	85%
Gualanday	415	377	86	148	34	0	0	0	268	2	0	270	91%	65%
La Sierra	417	405	286	73	0	0	0	0	359	0	1	360	97%	86%
Doima	278	273	67	119	0	0	0	0	186	1	0	187	98%	67%
Natagaima	2.971	2.659	623	1.076	207	0	0	0	1.906	4	0	1.910	89%	64%
Chaparral	8.470	7.618	1.852	2.194	636	2	0	0	4.684	37	0	4.721	90%	55%
Icononzo	1.386	1.267	301	616	3	0	0	0	920	13	0	933	91%	66%
Valle de San Juan	839	808	296	306	0	0	0	0	602	6	0	608	96%	72%
Ortega	2.386	2.078	199	779	207	0	0	0	1.185	8	0	1.193	87%	50%
Tierradentro	58	58	17	21	0	0	0	0	38	0	0	38	100%	66%
Falan	7.015	878	118	199	1	0	0	0	318	0	0	318	13%	5%
Palocabildo	4.698	1.041	103	244	101	0	0	0	448	0	0	448	22%	10%
Casabianca	2.371	1.097	128	217	2	0	0	0	347	0	0	347	46%	15%
Villa Hermosa	6.790	1.139	114	322	41	0	0	0	477	0	0	477	17%	7%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Valle (65)	**1.062.209**	**976.852**	**121.737**	**273.562**	**216.018**	**54.862**	**39.777**	**10.777**	**716.733**	**10.997**	**237**	**727.967**	**92%**	**67%**
Subtotal	998.883	920.463	107.385	251.026	211.537	54.725	39.777	10.777	675.227	10.638	226	686.091		
Cali	598.915	571.039	66.454	136.165	152.645	44.528	36.957	10.606	447.355	8.413	163	455.931	95%	75%
Buenaventura	80.803	59.736	9.846	4.964	3.629	431	0	0	18.870	2	1	18.873	74%	23%
Palmira	71.451	66.749	2.274	28.296	15.101	3.537	524	3	49.735	511	12	50.258	93%	70%
Tuluá	51.488	46.762	3.351	17.212	11.025	1.912	1.314	6	34.820	378	3	35.201	91%	68%
Buga	32.290	28.778	4.590	9.975	4.019	916	586	8	20.094	321	9	20.424	89%	62%
Cartago	36.818	34.158	3.926	7.734	11.447	1.720	387	154	25.368	199	1	25.568	93%	69%
Jamundí	23.829	21.203	561	9.811	4.667	1.542	0	0	16.581	199	2	16.782	89%	70%
Yumbo	22.400	19.281	2.696	8.188	1.900	0	0	0	12.784	222	32	13.038	86%	57%
Pradera	11.327	10.477	3.149	3.861	1.008	1	0	0	8.019	66	0	8.085	92%	71%
Florida	11.894	11.013	2.893	4.429	756	0	0	0	8.078	50	0	8.128	93%	68%
Hormiguero	833	645	94	308	0	0	0	0	402	1	0	403	77%	48%
Montebello	3.219	2.436	440	321	0	0	0	0	761	2	0	763	76%	24%
Campo Alegre	860	578	29	162	0	0	0	0	191	0	0	191	67%	22%
Andalucía	4.202	3.820	275	2.721	45	0	0	0	3.041	21	1	3.063	91%	72%
La Paz	0	114	26	35	0	0	0	0	61	0	0	61	N.D.	N.D.
Ansermanuevo	3.404	3.088	651	1.291	235	0	0	0	2.177	13	0	2.190	91%	64%
Bugalagrande	3.399	3.270	585	1.403	491	0	0	0	2.479	29	0	2.508	96%	73%
Overo Maria	535	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Caicedonia	7.259	7.244	109	2.927	1.813	132	9	0	4.990	58	0	5.048	100%	69%
Candelaria	4.906	4.804	516	1.911	1.151	0	0	0	3.578	42	0	3.620	98%	73%
El Arenal	302	282	6	104	0	0	0	0	110	0	0	110	93%	36%
El Cabuyal	1.133	1.070	246	332	1	0	0	0	579	0	0	579	94%	51%
El Carmelo	2.118	1.925	388	626	0	0	0	0	1.014	8	0	1.022	91%	48%
El Tiple	384	347	38	161	0	0	0	0	199	0	0	199	90%	52%
Villagorgona	6.020	5.059	1.725	2.223	1	0	0	0	3.949	23	1	3.973	84%	66%
San Joaquin	792	682	44	372	0	0	0	0	416	0	0	416	86%	53%
Poblado Campestre	2.696	2.656	27	324	1.018	0	0	0	1.369	2	0	1.371	99%	51%
Zaragoza	1.147	1.050	124	635	94	0	0	0	853	0	0	853	92%	74%
Cerrito	9.329	8.788	2.058	3.871	482	6	0	0	6.417	78	1	6.496	94%	69%
El Placer	3.594	3.409	264	664	9	0	0	0	937	0	0	937	95%	26%
Santa Elena	1.236	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%

Usuarios de gas natural en Colombia

	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial potencial	Cobertura residencial efectiva
Valle (65)	**1.062.209**	**976.852**	**121.737**	**273.562**	**216.018**	**54.862**	**39.777**	**10.777**	**716.733**	**10.997**	**237**	**727.967**	**92%**	**67%**
Subtotal	63.326	56.389	14.352	22.536	4.481	137	0	0	41.506	359	11	41.876	89%	66%
Remolino	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
San Antonio de Los Caballeros	1.835	1.767	1.183	3	0	0	0	0	1.186	0	0	1.186	96%	65%
Tarragona Alta	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Pedregal	412	237	129	0	0	0	0	0	129	0	0	129	58%	31%
Tarragona Baja	299	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Ginebra	2.785	2.658	456	1.072	358	3	0	0	1.889	26	0	1.915	95%	68%
Costa Rica	1.119	1.067	251	545	2	0	0	0	798	7	0	805	95%	71%
Guacarí	5.154	4.857	983	2.639	71	0	0	0	3.693	39	2	3.734	94%	72%
Guabas	700	598	87	306	0	0	0	0	393	0	0	393	85%	56%
Guabitas	914	751	170	328	0	0	0	0	498	0	0	498	82%	54%
La Unión	7.834	7.438	3.905	1.579	296	0	0	0	5.780	52	0	5.832	95%	74%
San Luis	393	205	42	74	1	0	0	0	117	1	0	118	52%	30%
La Victoria	3.006	2.872	938	1.352	53	0	0	0	2.343	18	0	2.361	96%	78%
Obando	2.846	2.656	891	950	7	0	0	0	1.848	11	0	1.859	93%	65%
Amaime	1.221	990	18	439	0	0	0	0	457	0	0	457	81%	37%
Juanchito (Candelaria)	529	117	8	2	0	0	0	0	10	0	1	11	22%	2%
La Dolores	403	296	9	77	0	0	0	0	86	1	1	88	73%	21%
La Granja	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
Roldanillo	7.938	7.394	1.540	3.054	1.094	76	0	0	5.764	49	0	5.813	93%	73%
San Pedro	1.675	1.586	294	699	350	8	0	0	1.351	14	2	1.367	95%	81%
Todos los Santos	347	337	71	235	0	0	0	0	306	0	0	306	97%	88%
Sevilla	9.333	9.295	1.745	3.320	1.444	47	0	0	6.556	77	2	6.635	100%	70%
Nariño	958	803	5	596	0	0	0	0	601	0	0	601	84%	63%
Zarzal	8.254	7.645	1.279	3.797	805	3	0	0	5.884	54	2	5.940	93%	71%
Quebrada Seca	455	330	69	2	0	0	0	0	71	0	0	71	73%	16%
La Campesina	213	190	92	4	0	0	0	0	96	0	0	96	89%	45%
Pájaro de Oro	76	69	32	12	0	0	0	0	44	0	0	44	91%	58%
San Pedro (La Victoria)	167	167	93	10	0	0	0	0	103	0	0	103	100%	62%
Juanchito (Palmira)	1.769	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%
El Guaval	172	69	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	40%	0%
Buchitolo	374	325	4	210	0	0	0	0	214	0	0	214	87%	57%
La Paila	1.591	1.537	0	1.224	0	0	0	0	1.224	10	0	1.234	97%	77%
Limones	134	133	58	7	0	0	0	0	65	0	0	65	99%	49%

Glosario de Términos

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, solo 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 entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
Cobertura Potencial	Cálculo porcentual determinado por los usuarios anillados dividido entre 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 comercializadoras 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 express 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 Combutible	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 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.
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	Es un 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	Es el 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 -1610°C 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*.
Región Costa Caribe	Incluye los departamentos de La Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
Región Costa Pacífica	Incluye los departamentos de Valle del Cauca y Cauca.

Región Eje Cafetero	Incluye los departamentos de Risaralda, Quindío y Caldas.
Región Zona Central	Incluye a Bogotá, los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Caquetá, Casanare, Cundinamarca, Huila, Meta y Tolima.
Región Zona Oriental	Incluye los departamentos de Santander y Norte de Santander.
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	Se definen como 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	Son 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 en caso 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	Son 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	Es la relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa.
Tasa Empleo	Es la 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	Son las actividades ejecutadas por los transportadores que son quienes realizan la actividad de transporte desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte y que reunen 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	Es el 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 definen como gasoducto o grupo de gasoductos de un sistema de transporte, diámetros iguales o superiores a 16".
Usuarios Conectados	Son los usuarios que adquirieron los derechos de conexión, frente al distribuidor de gas.
Usuarios Anillados	Son los usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen Volúmenes a recuperar a partir de pozos, facilidades de producción y métodos operacionales existentes.
Usuarios Potenciales	Son los 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

Factores, Siglas y Convenciones

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)
AOyM	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 Methan
CCO	Complejo Criogénico de Occidente
CDP	Capacidad Disponible Primaria
CENAC	Centro de Estudios de la Construcción y el Desarrollo Urbano Regional

Concepto	Descripción
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
CND	Centro Nacional de Despacho
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNO	Consejo Nacional de Operación
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

Concepto	Descripción
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
FMI	Fondo Monetario Internacional
FNR	Fondo Nacional de Regalías
FOB	Free on Board
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos

Concepto	Descripción
Gasoriente	Gas Natural del Oriente
Gastol	Gasoducto del Tolima
Gl	Galón
g/GJ	Gramo contaminante por gigajoules de combustible consumido
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
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

Concepto	Descripción
IPP	Índice de Precios al Productor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
IRST	Índice de Respuesta a Servicio Técnico
JNT	Junta Nacional de Tarifas
km	Kilómetro o kilómetros
Kpc	Mil pies cúbicos
Kst	Cargo de ajuste a la fórmula tarifaria
Kwh	Kilovatios hora
Kv	Kilovoltios
l	Litro o litros
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

Concepto	Descripción
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	Metro o metros
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
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

Concepto	Descripción
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
RSC	Responsabilidad Social Corporativa
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
RUT	Reglamento Único de Transporte
SDL	Sistema de Distribución Local
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)

Concepto	Descripción
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

Concepto	Descripción
1 barril de combustóleo pesado	1.593.000 kilocalorías
1 barril de gas licuado	0,00095 teracalorías
1 barril de petróleo	5.000 pies cúbicos de gas natural
1 barril diesel	1.469.600 kilocalorías
1 Btu	1.055,06 joules
1 Btu	252 calorías
1 Kilocaloría	3,968264 Btu
1 caloría	4,1868 joules
1 galón Glp	4,6719 libras
1 metro cúbico de querosene	8.841.586 kilocalorías
1 metro cúbico de gas de alto horno	8.825.000 calorías
1 metro cúbico de gas de coque	4.400.000 calorías
1 metro cúbico de gas natural	8.460.000 calorías (para efectos de facturación de gas seco)
1 millón de metros cúbicos de gas	0,9 miles de toneladas de petróleo crudo
1 millón de pies cúbicos de gas	0,0234 teracalorías
1 millón de toneladas de petróleo	40,4 Mbtu
1 millón de toneladas de petróleo crudo equivalente	41.868 petajoules (10^{15} joules)
1 pie cúbico de gas natural	1.000 Btu
1 petacaloría	132,76 megawatts
1 petajoule	0,94708 miles de barriles equivalentes de petróleo
1 tonelada de coque de petróleo	7.465.500 kilocalorías
1 tonelada de bagazo	1.684.990 kilocalorías
1 tonelada de carbón	4.662.000 kilocalorías
1 tonelada de coque de carbón	6.933.000 kilocalorías
1 tonelada de petróleo equivalente	41.868 gigajoules
1 watt hora	3.600 joules
1 tonelada métrica	7,33 barriles de petróleo

Relación de masa

Concepto	Descripción
1 tonelada	1.000 kilogramos
1 libra	453,59 gramos

Relación de volumen

Concepto	Descripción
1 barril	42 galones
1 galón	0,0238 barriles
1 metro cúbico	6,2898104 barriles
1 metro cúbico	35,31467 pies cúbicos
1 metro cúbico	1.000 litros
1 millón de metros cúbicos	6.289,80 miles de barriles
1 millón de pies cúbicos	178.107 miles de barriles
1 pie cúbico	0,000166 barriles
1 pie cúbico	0,0283168 metros cúbicos
Cilindro de 100 libras	23,7023 galones
Cilindro de 20 libras	4,7405 galones
Cilindro de 40 libras	9,4809 galones

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

Directorio Sectorial

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 4º	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

BP 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 Petroleos 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

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

Empresas distribuidoras

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	Acacías - 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

Directorio Internacional

Empresa	Dirección	Ciudad	Teléfono	País
Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL	SGAN Quadra 603 Módulo J-2ºandar	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 Pùblicos	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	4º 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 No. 73, 3º.- 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
Organización Latinoamericana de Energía "Olade"	Ave. Mariscal Antonio José de Sucre No. 58 - 63	Quito	593-22598122	Ecuador
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar	Lima	51-1-2193409	Perú
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, 3º.- 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 juridicos de la regulación y funcionamiento de los sectores de energía".

Bibliografía

Bibliografía

Documentos

ANH. Oil & Gas Colombia 2010, Evolución y presente de la actividad exploratoria en Colombia. Noviembre 2010.
Banco de la República de Colombia. Informe de la Junta Directiva al Congreso de la Republica. Marzo 2011.
BP. Statistical Review of World Energy. Junio 2010.
BP. Statistical Review of World Energy. Junio 2011.
BP. Energy Outlook 2030. Enero 2011.
BP. Sustainability Review 2010. Marzo 2011.
BP. Presentación Presidente de BP para Colombia y Venezuela. Mayo 2010
CNO. Evolución de la Confiabilidad 2009-2010. Octubre 2010.
CREG. Resoluciones expedidas en 2010 y Enero – Junio 2011.
CEPAL. Reformas e Inversiones en la Industrias de Hidrocarburos de América Latina. Octubre 2004.
Consejo Intergremial de Mineria de Colombia.Sector Minero Petrolero en Colombia. 2010.
CorpResearch. Informe de Riesgo País: Colombia. Septiembre 2009.
CorfiColombiana. X Foro CorfiColombiana. Visión de los analistas para 2011. Diciembre 2010.
DANE. Producto Interno Bruto, Cuarto trimestre y total anual de 2010 - Base 2005. Marzo 2011.
EPM. Informe Financiero 2010. Febrero 2011.
EPM. Informe Sostenibilidad 2010. Febrero 2011.
EIA. Financial News for Major Energy Producers, Third Quarter 2010.
EIA. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Abril 2011
EFIGAS. Gas Natural para todos, Gestión social y ambiental. 2010.
Ecopetrol. Resultados Financieros y Operacionales, Cuarto trimestre y año 2010. Marzo 2011.
Ecopetrol. Estados Financieros no Consolidados, Años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. Febrero 2010.
Ecopetrol. Estados Financieros no Consolidados, Años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. Febrero 2011.
Ecopetrol. Gasoductos y Campos de Gas Natural en Colombia. Febrero 2011.

Ecopetrol. Visión Ecopetrol Mercado de Gas Natural. Abril 2011.
Gas Natural. Informe Responsabilidad Corporativa 2008.
Gas Natural. Informe Responsabilidad Corporativa 2010.
Grupo Bancolombia. Informe de Proyecciones: Desarrollo del Mercado de Capitales, Condiciones y Elementos Determinantes. Octubre 2010.
Grupo Bancolombia. Resumen Económico. Febrero 2011.
Grupo Bancolombia. Resumen Económico. Marzo 2011.
IHS CERA Latin America. The Role of LNG Regasification Terminals On Gas Market. Noviembre 2010.
ITANSUCA. Informe Preliminar Revisado. Agosto 2010.
Pacific Rubiales Energy Corp. Annual Information Form, for the year ended. Diciembre 2010.
Promigas. Magazín No. 13, Asegurar suministro. 2007.
Mercantil. Boletín Económico Mensual. Mayo 2010.
MIT Energy Initiative. The Future of Natural Gas. 2010.
Ministerio de Minas y Energía. Balance de Gas por Campo, Diciembre 2009.
Ministerio de Minas y Energía. Balance de Gas por Departamento, Diciembre 2009.
Ministerio de Minas y Energía. Balance de Gas por Campo, Diciembre 2010.
Ministerio de Minas y Energía. Balance de Gas por Departamento, Diciembre 2010.
Ministerio de Minas y Energía. Cobertura del Servicio de Gas Natural, Diciembre 2006.
Ministerio de Minas y Energía. Cobertura del Servicio de Gas Natural, Diciembre 2010.
Ministerio de Minas y Energía. Producción Fiscalizada de Gas por Campo, Diciembre 2009.
Ministerio de Minas y Energía. Producción Fiscalizada de Gas por Campo, Diciembre 2010.
Ministerio de Minas y Energía. Relación de Vehículos Convertidos a Gas Natural Comprimido Vehicular, Diciembre 2010.
Ministerio de Minas y Energía. Resoluciones 2010 a Junio 2011. Colombia.
OLADE. Informe de Estadísticas Energéticas 2009. Febrero 2009.
Prensa Vehicular. Las estadísticas del gas Vehicular. Noviembre 2010.
Promigas. Informe Anual 2009. Marzo 2010.
Promigas. El Gas, Como Palanca de Desarrollo. Junio 2009.
Standard & Poor´s. Calificaciones Crediticias Soberanas: Un resumen. Mayo 2008.
Standard & Poor´s. Listado de Calificaciones por Emisor América Latina de Standard & Poor's. Mayo 2011.

Surtigas. Proyectos de Gasificación Virtuales. 2010.
Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras de Chile. Enfoque Estándar de Riesgo de Crédito: Clasificaciones y Ponderadores de Riesgo. Abril 2008.
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Informe Evolución Tarifas del Servicio de Gas Natural por Red - Primer Semestre de 2005. Agosto 2005.
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Informe Evolución Tarifas del Servicio de Gas Natural por Red - Segundo Semestre de 2005. Febrero 2006.
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Informe Evolución Tarifas del Servicio de Gas Natural por Red - Segundo Semestre de 2010. Febrero 2011.
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Gas Natural 2008.
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Gas Natural en Colombia los Retos Institucionales. Marzo de 2010.
Superintendencia Delegada Dirección Técnica. Informe Ejecutivo de Gestión Coinobras. Abril 2010.
TGI. Evolución de la confiabilidad 2009-2010, Primer trimestre de 2010. Mayo 2010.
TGI. Expansiones de TGI en el Sistema Nacional deTransporte. Marzo 2010.
TGI. Gestión General, Informe de Gestión 2009. Febrero 2010.
TGI. Informe de Gestión Sostenible TGI 2010. Marzo 2011.
TGI. Gestión General, Informe para Inversionistas, tercer trimestre de 2009. Noviembre 2009.
TGI. Gestión General, Informe para Inversionistas, primer trimestre de 2010. Mayo 2010.
TGI. Determinación longitudes reales de los gasoductos de TGI. Febrero 2010.
TGI. Expansiones de TGI en el Sistema Nacional de Transporte. Marzo 2010.
Unión Temporal Universidad Nacional.PEN 2010-2030. Informe Final. Julio 2010.
Unidad de Planeación Minero Energético. UPME. Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990 – 2010.
Unidad de Planeación Minero Energético. UPME. Plan de Abastecimiento para Suministro y Transporte de Gas Natural - Versión 2010.
Unidad de Planeación Minero Energético. UPME. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia. Julio 2010.
Unidad de Planeación Minero Energético. UPME. Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia. Octubre 2010.
Unidad de Planeación Minero Energético. UPME. Situación de Abastecimiento de Gas Natural. 2011.
XM. Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano. Octubre 2009.

Páginas Web

Agencia Nacional de Hidrocarburos, www.anh.gov.co
América Económica, www.americaeconomica.com
Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleo, www.acipet.com
Banco de la República, www.banrep.gov.co
Bancolombia, www.bancolombia.com.co
British Petroleum, www.bp.com
Climate Prediction Center, www.cpc.noaa.gov
Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal), www.cepal.org
Comisión de Regulación de Energía y Gas Creg, www.creg.gov.co
Comisión Nacional de Energía de Chile, www.cne.cl
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
Inter - American Development Bank (BID), www.iadb.org
International Asociation for Natural Gas Vehicles, www.iangv.com
ISA, www.isa.com.co
Ministerio de Minas y Energía, www.minminas.gov.co
National Oceanic and Atmosfheric Administration, www.noaa.gov
NGV Group, www.ngvgroup.com
Osinerg, www.osinerg.gob.pe
PDVSA, www.pdvsa.com

Pluspetrol, www.pluspetrol.net
Sistema Único de Información, www.sui.gov.co
SIPG - Sistema Informático de Petróleo y Gas, www.iapg.org.ar
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, www.superservicios.gov.co
Unidad de Planeación Minero Energética, www.upme.gov.co
United Nations Environment Programme, www.unep.org
XM, www.xm.com.co

Promigas

www.promigas.com