



SECTOR GAS





Introducción

Durante el 2009 y lo que va corrido del 2010, el sector gas natural sigue registrando un comportamiento sostenible. Como resultado de esta dinámica, la oferta de gas se incrementó en un 15%, pasando de 874 MPCD en el 2008 a 1.003 MPCD en el último año, como efecto de las ampliaciones de producción en los campos de la Guajira.

Por otro lado, la demanda de gas natural en el 2009, fue en promedio de 990 MPCD, de las cuales 810 MPCD corresponden al consumo interno con una participación del sector eléctrico del 33%, seguido del industrial con un 28%, el sector doméstico con un 17% y 180 MPCD a exportaciones.

Asimismo, la inversión en infraestructura de transporte durante el 2009 y el 2010, ha sido del orden de 1,2 billones de pesos en proyectos de gran importancia para el sistema de transporte del interior del país, entre estos, la ampliación de la capacidad de los tramos: Cusiana – Vasconia - el Porvenir y Ballena – Barranca.

Durante el 2009, se conectaron 369.869 nuevos usuarios al servicio de gas natural por red en el país. Entre los meses de enero y marzo de 2010, se han conectado 95.200 usuarios, llegando a un total de 5.481.071, cubriendo 544 poblaciones.

De igual forma, se ha mantenido un crecimiento constante en el sector de gas natural comprimido para uso vehicular, GNCV, llegando en marzo de 2010 a 304.823 vehículos, de los cuales 21.727 se convirtieron durante el 2009. Hecho que ha generado la entrada en funcionamiento de 87 Estaciones de Servicio durante el 2009 y 13 en el 2010, alcanzando un total de 614 estaciones de GNCV en diferentes regiones del país.

A partir del 30 de septiembre de 2009, el Ministerio de Minas y Energía, declaró un racionamiento programado de gas natural a nivel nacional, con el objeto de priorizar la atención de la demanda nacional sobre la demanda de exportaciones y así, asegurar la atención de los usuarios residenciales, toda

vez que el parque generador termoeléctrico a base de gas natural fue requerido para sostener el nivel de los embalses y así enfrentar la situación de hidrología crítica por la que atravesaba el país, con ocasión del Fenómeno El Niño.

En materia de GLP, durante el 2009, su producción fue 20.160 barriles diarios, los cuales representan un crecimiento del 12% con respecto a los 19.930 producidos en el 2008. No obstante, el comportamiento del consumo tiene una tendencia decreciente desde el 2007.

Igualmente, con el objetivo de brindar la atención de usuarios residenciales ubicados en zonas de frontera, durante la vigencia del 2009, se distribuyeron \$5.000 millones correspondiente al subsidio al servicio público de distribución de GLP en cilindros.

Se continuó avanzando en el cumplimiento del programa de cambio de esquema en la prestación del servicio público domiciliario de GLP, en cuanto a la sustitución del parque universal de cilindros y al diagnóstico de tanques estacionarios. Al mes de abril de 2010, se registra un avance del 23% equivalente a 1.140.282 cilindros, en el Programa de Reposición de Cilindros de GLP de un total de 4.941.189.

De igual forma, se han diagnosticado un total de 4.176 tanques estacionarios de GLP.

Durante el 2009, la CREG avanzó importantemente en el proceso de revisión de metodologías tarifarias, tanto de gas natural como de GLP y de aprobación de cargos para remunerar a los agentes del sector, buscando con ello, seguir afianzando al sector gas como altamente competitivo y de atracción para inversión por parte del sector privado.

A continuación, se presentan los logros más relevantes en materia de gas combustible.

1. RESERVAS DE GAS NATURAL

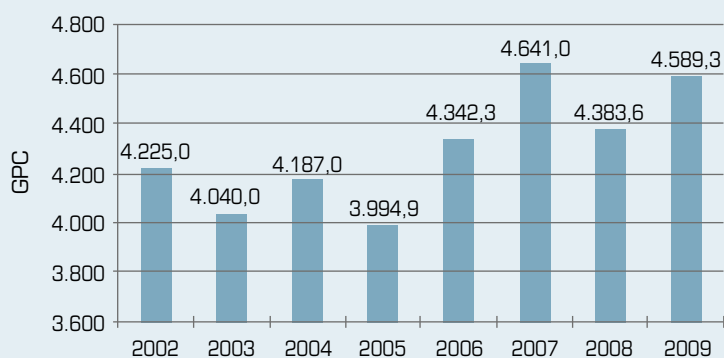
Según información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las reservas de gas natural, alcanzaron en el 2009, los 7.071 GPC ¹. Esta cifra incluye 4.589 GPC de

reservas probadas, 1.413 GPC de reservas probables y 1.069 GPC de reservas posibles.

A continuación, se presenta la evolución histórica de reservas probadas de gas natural:

1. Giga Pies Cúbicos

GRÁFICA 1. HISTÓRICO DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

En cuanto a los 34 contratos de exploración firmados por la ANH, se ha avanzado en la adquisición e interpretación de

sísmica 2D y 3D, así como en la perforación de 20 pozos exploratorios, como se detalla a continuación:

TABLA 1. ESTADO DE AVANCE DE LOS CONTRATOS SUSCRITOS EN ÁREAS CON HISTORIA DE DESCUBRIMIENTO DE GAS NATURAL LIBRE

BLOQUE	CONTRATISTA	CUENCA	FASE	COMPROMISO EXPLORATORIO
CR-1	UT Pacific Stratus Energy Colombia Corp. - Petrobras Colombia Limited	Cesar - Ranchería	Fase 1	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 278 kilómetros de sísmica 2D. - Perforación de un pozo exploratorio A-3.
MARÍA CONCHITA	Consortio Turkish Petroleum International Company Limited - TPIC y Multiservicios	Guajira	Fase 1	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 120 km ² de sísmica 3D. - Interpretación estratigráfica de sísmica. - Análisis de facies.
SSJN-1	Lewis Energy Colombia Inc.	Sinú - San Jacinto	Fase 1	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 220 km ² de sísmica 3D. - Perforación de un pozo exploratorio A3 ó A2. - Reprocess 2.000 km 2D Data. - Reprocess 220 km ² 3D Data – Avo. - (1) Surface Geology Map. - (10) Well Cores Petrography.
SSJN-3	Pacific Stratus Energy Colombia Corp.	Sinú - San Jacinto	Fase 1	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 500 kilómetros de sísmica 2D. - Perforación de un pozo exploratorio A3. - Estudios de G&G.

SSJN-4	ECOPETROL S.A.	Sinú - San Jacinto	Fase 1	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición, procesamiento e interpretación de 400 kilómetros de sísmica 2D. - Perforación de 1 Pozo exploratorio A3. - Trabajos de Geoquímica, Estratigrafía, Modelamiento, Reprocesamiento, Sensores Remotos.
SSJN-5	SK Energy Co. Ltd. - Petropuli Ltda.	Sinú - San Jacinto	Fase 1	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición, procesamiento e interpretación de 450 km. de sísmica 2D. - Perforación de 1 pozo exploratorio A-3. - Programa Exploratorio adicional, PEA: adquisición, procesamiento e interpretación de 220 kilómetros de sísmica 2D.
SSJN-7	UT Pacific Stratus Energy Colombia Corp. - ONGC Videsh Limited Sucursal Colombiana	Sinú - San Jacinto	Fase 1	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición, procesamiento e interpretación de 550 kilómetros de sísmica 2D. - Perforación de 1 pozo exploratorio A-3. - Adquisición, procesamiento e interpretación de 40 kilómetros de sísmica 2D. - Estudios de G&G.
SSJN-9	Hocol S.A.	Sinú - San Jacinto	Fase 1	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición, procesamiento e interpretación de 568 kilómetros de sísmica 2D. - Perforación de 1 pozo exploratorio A3.
CARBONERA	Well Logging Ltda.	Catatumbo	Fases 5	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de un pozo exploratorio.
CATGUAS	Solana Petroleum Exploration Colombia Ltd.	Catatumbo	Fase 2 y 3 Suspendido	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de dos pozos exploratorios. - Reentry al pozo ESPERANZA 3K. - Adquirir, procesar e interpretar 80 km de sísmica 2D.
ESPERANZA	Unión Temporal Esperanza	Valle Inferior del Magdalena	Fase 6	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de un pozo exploratorio.
FUERTE NORTE	ECOPETROL S.A.	Sinú Offshore	Fase 2 Suspendido	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición de 1.000 km² de sísmica 3D. - Devolución del 30% del área al finalizar la fase.
FUERTE SUR	ECOPETROL S.A.	Sinú Offshore	Fase 3	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de un pozo exploratorio. - Devolución del 15% del área original contratada al finalizar la fase.
GUAMA	Pacific Stratus Energy	Valle Inferior del Magdalena	Fase 2 y 3	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición, procesamiento e interpretación de 100 km² de sísmica 3D (Incluye análisis AVO y de inversión sísmica). - Perforación de un pozo exploratorio. - Devolución del 15% del área contratada al finalizar la fase unificada.
LA CRECIENTE	Pacific Rubiales	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1 del Programa Exploratorio Posterior	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de un pozo exploratorio tipo A3.
LA LOMA	Drummond Ltda.	Cesar - Ranchería	Fase 6	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de un pozo exploratorio de Hidrocarburo Convencional.
LA MAYE	New Horizon Exploration Inc.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1 y 2	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de dos pozos exploratorios, a una profundidad mínima de 5.000 Pies. - Reproceso de 138 Kilómetros de sísmica existente. - Estudios Geológicos.
PERDICES	ECOPETROL S.A.	Valle Inferior del Magdalena	Renunciado	
RONDA CARIBE BLOQUE RC 10	Ongc Videsh Limited y ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición de 265 km² de sísmica 3D.

RONDA CARIBE BLOQUE RC 11	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	- Adquisición de 287 km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 12	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	- Adquisición de 287 km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 4	BP Exploration Company (Colombia) Ltda., Petrobras Colombia Limited y Ecopetrol S.A.	Sinú Offshore	Fase 1	- Adquisición de 387 km ² de sísmica 3D. - Reprocesamiento de 1.100 Km de sísmica 2D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 5	BP Exploration Company (Colombia) Ltda., Petrobras Colombia Limited y ECOPETROL S.A.	Sinú Offshore	Fase 1	- Adquisición de 387 km ² de sísmica 3D. - Reprocesamiento de 1.100 Kilómetros de sísmica 2D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 6	Unión Temporal Petrobras Colombia Limited., ECOPETROL S.A. y Hess Colombia Limited	Sinú Offshore	Fase 1	- Adquisición de 371 km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 7	Unión Temporal Petrobras Colombia Limited, ECOPETROL S.A. y Hess Colombia Limited	Sinú Offshore	Fase 1	- Adquisición de 371 km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 8	ONGC Videsh Limited, Petrobras Colombia Limited y ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	- Adquisición de 265 km ² de sísmica 3D ó adquisición de 450,5 kilómetros de sísmica 2D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 9	ECOPETROL S.A. y Ongc Videsh Limited	Guajira Offshore	Fase 1	- Adquisición 265 km ² de sísmica nueva 3D ó su equivalente 2D.
SAMÁN	Hocol S.A.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 3	- Perforación de un pozo exploratorio (perforación a la base de la formación Ciénaga de Oro o Porquero, a una profundidad aprox. de 7.000 Pies).
SANTACRUZ	Mompos Oil Company	Catatumbo	Fase 1 y 2	- Adquisición, proceso e interpretación de un programa de 50 km ² de sísmica nueva 3D. - Reprocesamiento e interpretación de aproximadamente 200 kilómetros de sísmica 2D.
SIERRA NEVADA	Petrolifera Petroleum Colombia Limited	Valle Inferior del Magdalena	Fase 2	- Perforación de 1 pozo exploratorio. - Adquisición, procesamiento e interpretación de 70 km ² de sísmica 3D.
SILVESTRE	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1 suspendido	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 300 kilómetros de sísmica 2D. - Análisis de amplitudes, atributos y AVO para la información sísmica existente y nueva 2D.
TAYRONA	Petrobras Colombia Limited, Exxon Mobil y ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 3	- Perforación de un pozo exploratorio.
TIBURÓN	Ommimex Oil & Gas	Guajira	Fase 3 suspendido	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 38 km ² de sísmica 3D y 50 kilómetros de sísmica 2D.
URIBANTE	ECOPETROL S.A.	Catatumbo	Fase 4	- Perforación de un pozo exploratorio.

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

En desarrollo de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH y desde la creación de ésta, se han realizado los siguientes descubrimientos de gas natural que se detallan a continuación:

TABLA 2. DESCUBRIMIENTOS DE GAS NATURAL 2006 - 2010			
CONTRATO	CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA	AVISO DE DESCUBRIMIENTO
Carbonera	Cerro Gordo	La Luna	19 Octubre 2007
Carbonera	Cerro Gordo	Cogollo	19 Octubre 2007
Carbonera	Paramito	La Luna	01 Febrero 2010
Esperanza	Arianna	Ciénaga de Oro	27 Octubre 2005
Esperanza	Cañaflecha	Ciénaga de Oro	24 Marzo 2009
Esperanza	Katana	Ciénaga de Oro	27 Febrero 2009
La Creciente	La Creciente A	Ciénaga de Oro	27 Febrero 2007
La Creciente	La Creciente D	Ciénaga de Oro	22 Abril 2008
La Loma	Caporo (GMAC)	Cuervos	14 Septiembre 2007
La Loma	Hicotea (GMAC)	Cuervos	26 Enero 2010
La Loma	Iguana (GMAC)	Cuervos	12 Febrero 2009
La Loma	Iguana (GMAC)	Aguas Blancas	12 Febrero 2009
La Loma	Paujil	La Luna	29 Marzo 2010

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Igualmente, si bien las actividades exploratorias están orientadas a la búsqueda, tanto de petróleo como de gas, se espera que en las cuencas con mayor prospectividad para gas natural, sean perforados 32 pozos exploratorios durante el 2010, como se detalla a continuación:

TABLA 3. PERSPECTIVAS DE POZOS EXPLORATORIOS PARA EL AÑO 2010	
CUENCA	NO. POZOS EXPLORATORIOS
Catatumbo	5
Cesar Ranchería	3
Cordillera Oriental	5
Guajira	1
Valle Inferior del Magdalena	5
Valle Medio del Magdalena	13
TOTAL GENERAL	32

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2. OFERTA DE GAS NATURAL

Durante el 2009, la oferta de gas natural alcanzó un total de 1.003 MPCD² representando un incremento del 15% comparativamente con el año anterior. De esta producción, el 66% fue aportado por los campos de la Guajira, el 20% por los campos de Cusiana y Cupiagua, el 4% en el campo La Creciente y el 10% por otros campos del interior y de la costa. Durante el primer bimestre de 2010, la oferta de gas natural alcanzó en promedio los 1.072 MPCD, incrementándose en

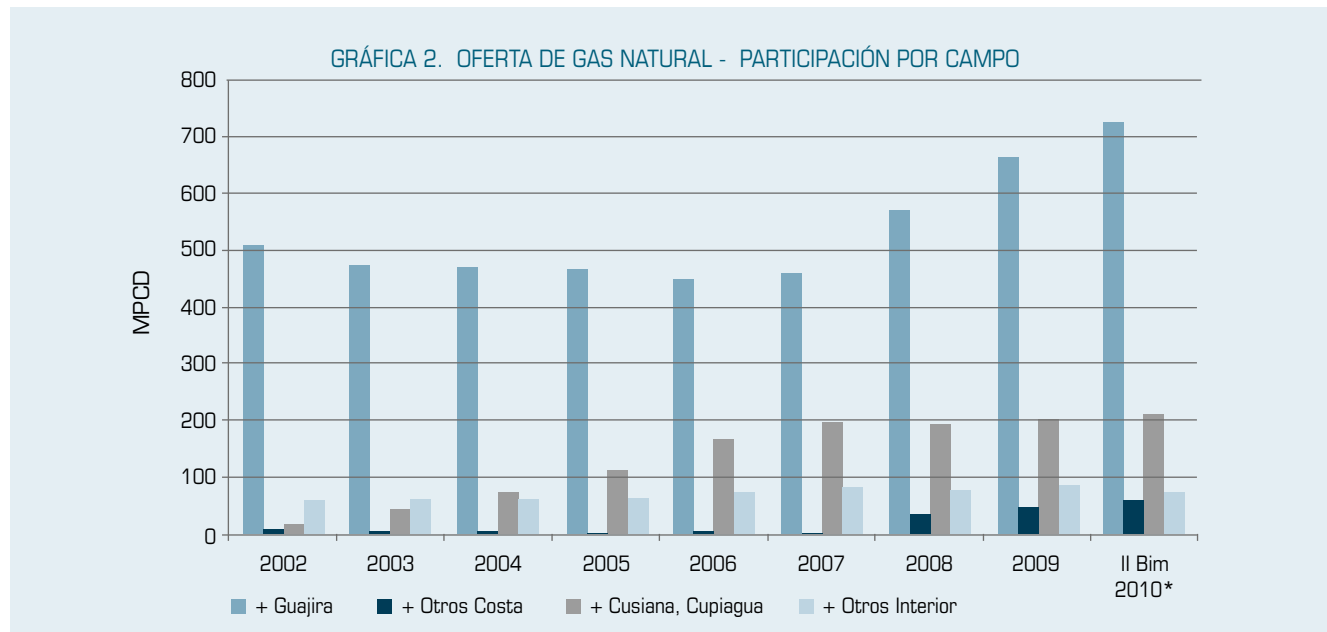
2. Mega Pies Cúbicos por día



EN 2009, LA OFERTA DE GAS NATURAL TUVO UN INCREMENTO DEL 15% RESPECTO A 2008

un 6,8% con respecto a diciembre de 2009 y la participación por cada campo mantiene la misma estructura.

A continuación se presenta gráficamente, la participación de cada campo:



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

3. TRANSPORTE DE GAS NATURAL

3.1 PROMIGAS S.A E.S.P.

Durante el 2009, PROMIGAS S.A E.S.P realizó inversiones del orden de los \$6.413 millones de pesos, de los cuales \$5.065 se ejecutaron durante el segundo semestre de ese año. Estas inversiones están representadas principalmente en

obras para el tramo Ballena - el Pájaro, la construcción del cruce Henequén, sus variantes y adecuación de tramos, como se describe a continuación.

TABLA 4. INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA – PROMIGAS S.A. E.S.P.
Periodo Julio – Diciembre de 2009
Cifras en Millones de Pesos

CIFRAS EN MILLONES DE PESOS	ACUMULADO
Adecuación por tramos	1.626
Variantes	1.973
Variante Ampliación Vía al Mar	
Adecuación Gasoducto TGI Atunes - Corelca	
Cruces	
Automatización Gasoducto Troncal	
Cruce Construcción Henequén	133
Cruce Caño Correa Ciénaga María La Baja	
Gasoducto Ballena - El Pájaro	1.333
TOTAL	5.065

Fuente: Promigas S.A. E.S.P.

Para el año 2010, la empresa tiene previstas inversiones estimadas de \$26.304 millones de pesos, de los cuales \$6.133 millones serán ejecutados durante el primer semestre de este

año en el plan de integridad del sistema troncal y sus variantes y otras inversiones que se describen a continuación:

TABLA 5. DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA 1 de Enero - 31 de Diciembre de 2010 PROMIGAS S.A. E.S.P. Cifras en Millones de Pesos	
	PRESUPUESTO
Variantes (1)	6.219
Adecuación por tramos (2)	9.895
Adecuación Gasoducto TGI Atunes - Corelca	1.564
Variante Ampliación Vía al Mar (4)	891
Construcción Automatización Gasoducto Troncal	4.409
Cruces (5)	3.327
TOTAL	26.304

Fuente: Promigas S.A. E.S.P.

(1) Incluye trabajos a realizar por la variante de la Ruta Caribe y Variante de la Circunvalar, los cuales interfieren con nuestros gasoductos.

(2) Plan de Integridad Sistema Troncal (Principalmente, cambio de recubrimiento por pérdida de espesor del Gasoducto Ballena - Cartagena y Cartagena – Jobo).

(3) Replanteo del trazado original del gasoducto por problemas de gestión de tierras.

(4) Reubicación de tuberías de polietileno de la Vía al Mar.

(5) Incluye profundización de tuberías de Riohacha y de Abocol.

Asimismo, el volumen transportado durante el periodo comprendido entre julio de 2009 y junio de 2010³ fue de 5.196,8 MPCD⁴.

3.2 TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI

Durante el 2009 y el 2010, la empresa ha venido ejecutando inversiones del orden de los 1,2 billones de pesos, de los cuales \$588.772,74 millones de pesos se han ejecutado entre el 2009 y marzo de 2010 en proyectos de gran importancia para el sistema de transporte del interior del país, entre estos, la ampliación de la capacidad del tramo Cusiana – Vasconia - El Porvenir, la ampliación del tramo Ballena – Barranca y la construcción de la variante Checua. Para la vigencia 2010, la empresa tiene estimado realizar inversiones por \$758.265 millones de pesos para los proyectos anteriormente mencionados, incluyendo la variante Río Guarinó, el ramal Provincia Comunera y la ampliación de la cobertura en el centro del país.

En el segundo semestre de 2009, TGI transportó un total de 2.521 MPCD⁵ y para el primer semestre de 2010, se espera movilizar un total de 2.545 MPCD.⁶

3. Valores estimados de abril a junio de 2010.

4. Millones de Pies Cúbicos Día.

5. Millones de Pies Cúbicos Día.

6. Desde el mes de julio de 2009 hasta marzo de 2010 corresponden a los volúmenes realmente transportados desde cada campo de gas natural, a partir del mes de abril de 2010, los volúmenes corresponden al promedio de los últimos 6 meses.

A continuación, se describen los anteriores proyectos de infraestructura de manera general:

3.2.1 Expansión del Sistema de Gasoductos desde Ballena

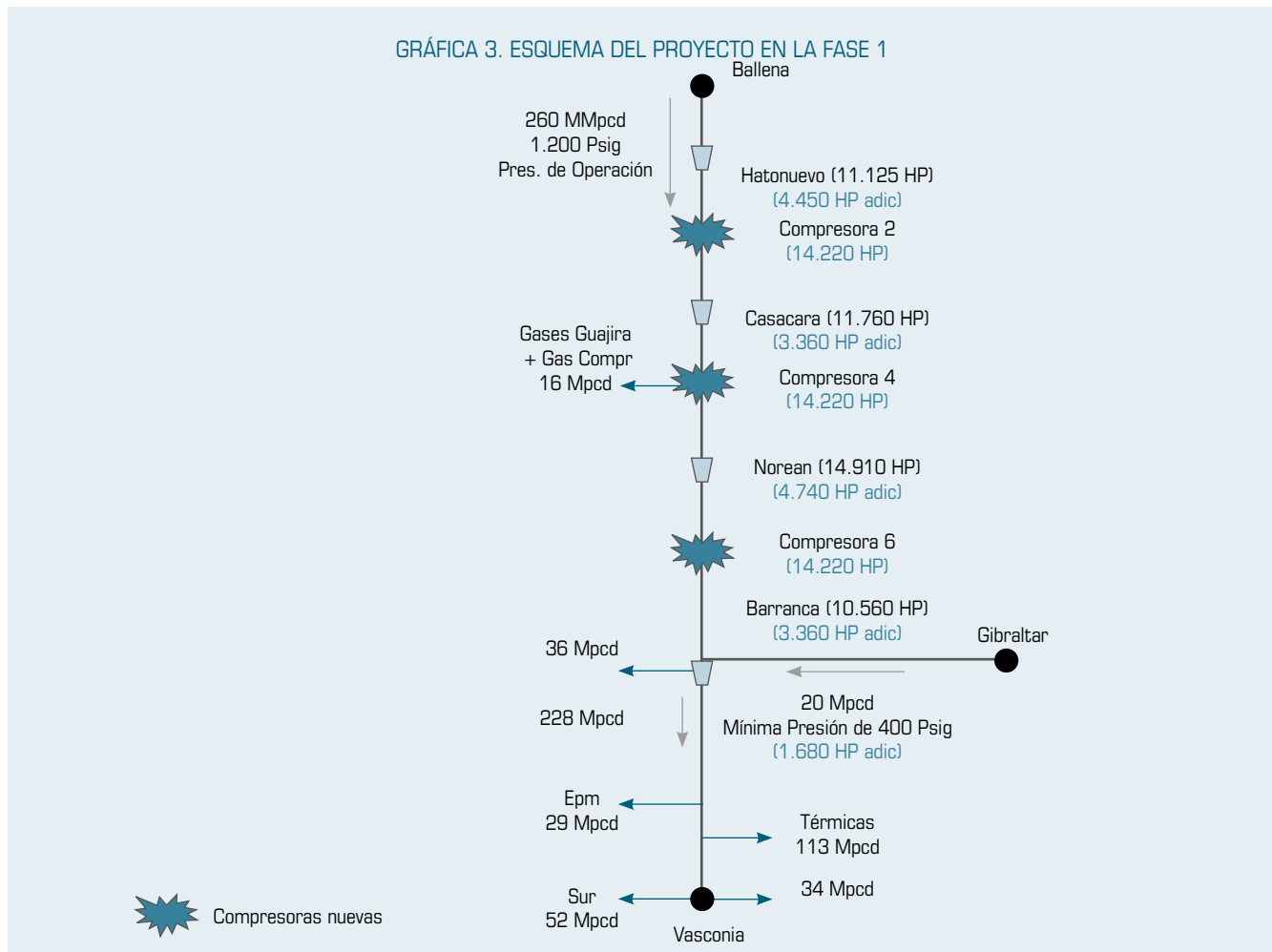
El proyecto de expansión desde Ballena, busca ampliar la capacidad de transporte del gasoducto Ballena – Barrancabermeja en 70 MPCD hasta alcanzar los 260 MPCD e involucra la adecuación de las estaciones de compresión Hato Nuevo, Noream, Vasconia y Barrancabermeja, así como la construcción de tres estaciones de compresión nuevas.

En la siguiente gráfica, se muestra el esquema del proyecto para la primera fase, cuya entrada en operación se tiene prevista para segundo semestre de 2010:



SE AMPLIÓ LA
CAPACIDAD DE
TRANSPORTE
DEL GASODUCTO
BALLENAS –
BARRANCA EN 70
MPCD

GRÁFICA 3. ESQUEMA DEL PROYECTO EN LA FASE 1



Fuente: Transportadora de Gas del Interior, TGI.

3.2.2. Expansión del Sistema de Gasoductos desde Cusiana

El proyecto de expansión, permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Cusiana en 180 MPCD, pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una capacidad futura de 390 MPCD. El proyecto se desarrolla en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto, aumentará la capacidad de transporte en 70 MPCD y entrará en operación en el segundo semestre de 2010; en la Fase II se extenderá en 110 MPCD adicionales, con entrada en operación estimada para segundo semestre de 2011.

3.2.3. Construcción Variante Checua

Durante el año 2009 se ejecutaron los trabajos de construcción de la variante Checua en tubería de 22" en el sector Sucre

Oriental – Cogua, del gasoducto Centro Oriente, que va desde el municipio de Cucunubá al municipio de Tausa, en el departamento de Cundinamarca. La puesta en operación se llevó a cabo en abril de 2010.

Adicionalmente, durante 2010 se está adelantado una plantación forestal en las cuencas hídricas de los municipios de Cucunubá, Tausa y Suesca, en el departamento de Cundinamarca, en cumplimiento a la compensación del Medio Biótico requerida según el artículo sexto de la Resolución 1295 del 18 de julio de 2008 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo territorial, Licencia Ambiental, del Proyecto Variante Checua y de acuerdo a la concertación efectuada con la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, CAR, y aprobada por el MAVDT.

A continuación, se detalla la participación en transporte de gas de TGI desde cada uno de los campos:

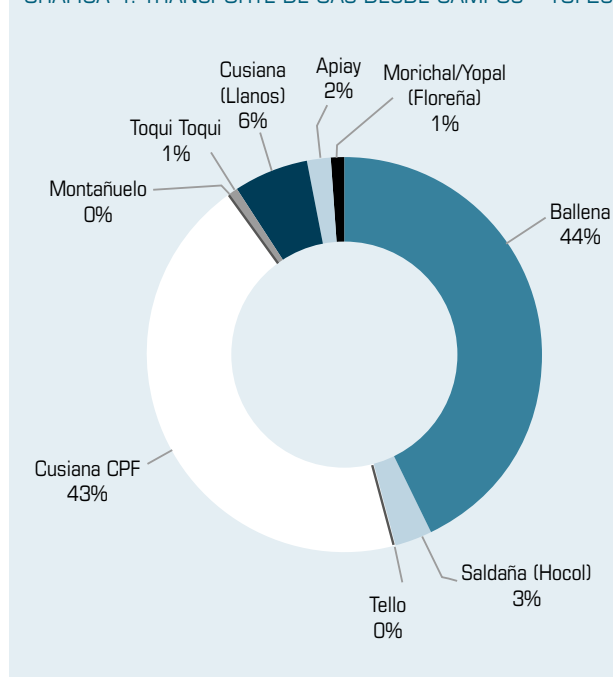
TABLA 6. TRANSPORTE DE GAS

CAMPO	2009	2010
Ballena	44,90%	45,74%
Montañuelo	0,00%	0,00%
Toqui Toqui	0,67%	0,47%
Cusiana (Llanos)	5,95%	5,93%
Apiay	1,82%	1,89%
Morichal / Yopal (Floreña)	0,79%	0,71%
Cusiana CPF	43,08%	42,71%
Tello	0,24%	0,24%
Saldaña (Hocol)	2,54%	2,32%
TOTAL	100,00%	100,00%

(*)2009 - julio a diciembre.

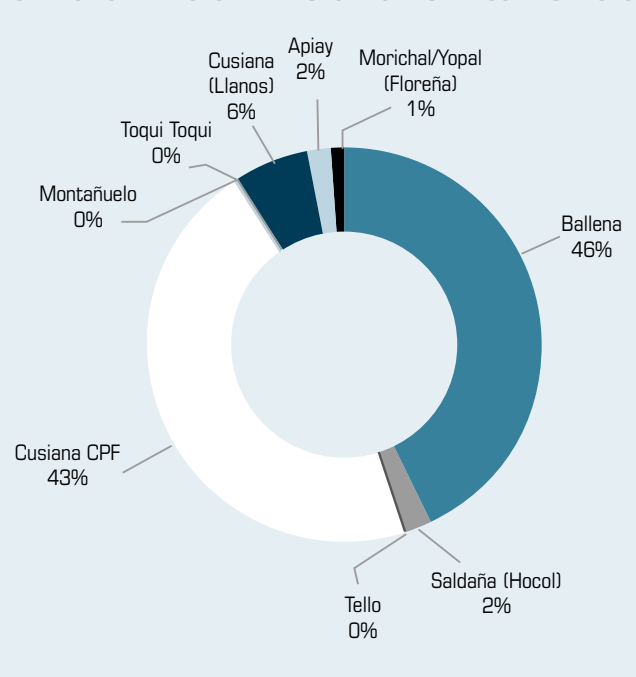
(**)2010 - enero a julio (con proyecciones desde abril).

GRÁFICA 4. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS – TGI 2009



Fuente: Transportadora de Gas del Interior, TGI.

GRÁFICA 5. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS – TGI 2010



Fuente: Transportadora de Gas del Interior, TGI.

3.3 PROGASUR S.A. E.S.P.

Durante el 2009, Progasur S.A. E.S.P. continuó con la construcción del gasoducto Cali - Popayán, proyecto que favorecerá a las poblaciones de Puerto Tejada, Villa Rica, Santander de Quilichao, Piendamó y Popayán; para beneficiar a 113.204 usuarios, con una inversión total de aproximadamente \$31.700 millones de pesos, de los cuales, a través del Fondo Especial Cuota de Fomento, se cofinanciaron \$11.096 millones de pesos. La inversión restante será asumida por la empresa y su entrada en operación se tiene prevista para julio de 2010.

La longitud del tubo será de 117 km, en tubería de acero de 4,5 pulgadas y con una capacidad aproximada de 3,7 MPCD.

De julio a diciembre de 2009 y de enero a marzo de 2010, el volumen de gas transportado por los gasoductos que opera Progasur S.A. E.S.P. fue de 23.153.897 MC y 5.400.242 MC⁷ respectivamente.

⁷ Metros cúbicos.

3.4 TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.

Según información suministrada por la empresa, durante el periodo comprendido entre julio de 2009 y mayo de 2010, no se realizaron inversiones en la infraestructura de transporte.

Durante 2009, el volumen de gas transportado por Transoccidente S.A. E.S.P. fue de 6.319.949 KPC⁸.

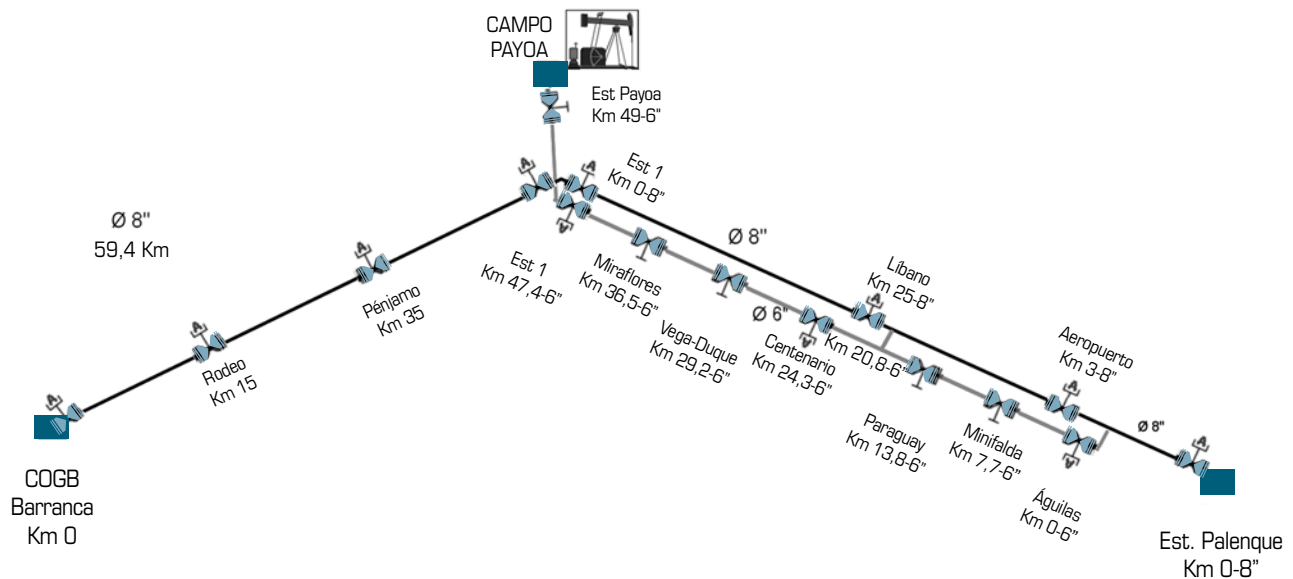
8 Kilo pies cúbicos

Asimismo, entre enero y marzo de 2010, la empresa ha transportado 3.057.810 KPC y entre abril y mayo de 2010 proyecta transportar 2.180.276 KPC.

3.5 TRANSORIENTE S.A. E.S.P.

El sistema de transporte de gas actual de TRANSORIENTE no tuvo modificaciones mayores durante el año 2009 y continúa conformado de la siguiente forma:

GRÁFICA 6. SISTEMA DE TRANSPORTE ACTUAL DE TRANSORIENTE



Fuente: TRANSORIENTE.

En relación con el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, presenta retrasos de construcción con respecto a la fecha inicialmente estimada por la empresa de noviembre de 2009.

Durante el año 2010, se espera concluir la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga y las actividades conexas, con el fin de que entre en operación en el transcurso de 2010.

En el año 2009, se ejecutó completamente el programa de operación y mantenimiento previamente elaborado, el cual está basado en la aplicación de normas internacionales y se espera complementar con la implementación de un Programa de Administración de Integridad, PAI, lo que implica que, además de las actividades que se vienen realizando, se incluyan otras acciones tendientes a garantizar aún más la seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio.

Las inversiones reportadas por la empresa durante el 2009, fueron de \$86.091,8 millones de pesos y durante 2010 de \$229.710,5 millones de pesos.

El volumen de gas natural transportado durante el año 2009, llegó a ser de 12.17 millones de pies cúbicos día.

3.6 TRANSCOGAS S.A. E.S.P

En el 2009, TRANSCOGAS S.A. E.S.P. realizó inversiones por valor de \$1.075 millones de pesos para la construcción del City Gate Calle 13, una entrada de gas adicional para Bogotá. En el 2010, la empresa no tiene prevista la realización de inversiones para el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural.

El volumen transportado por Transcogas S.A. E.S.P. durante 2009 fue de 35.240,85 MMPC⁹. Asimismo, según información suministrada por la empresa, entre enero y marzo de 2010 se han transportado 8.302,50 MMPC.

3.7 TRANSMETANO S.A E.S.P.

Durante 2009 se efectuaron, principalmente, mejoras al Gasoducto Sebastopol – Medellín e instalación de un sistema de medición y monitoreo de la calidad del gas.

Se implementaron dos nuevos puntos de entrega del Gasoducto Sebastopol – Medellín de la siguiente manera: uno en el corregimiento de San José del Nus, de donde se abastece una red de distribución para cerca de 400 usuarios residenciales y otro cercano al Parque de las Aguas en el municipio de Barbosa, en donde se distribuye una estación compresora de Gas Natural para transportarlo por vía terrestre a las redes de distribución de los municipios de La Ceja y El Retiro. Con esta infraestructura, se completaron ocho puntos de entrega para el gasoducto desde donde se atienden seis remitentes.

La inversión realizada en el 2009 alcanza los 17.265 millones de pesos, como se detalla a continuación:

9 Millones de pies cúbicos.

TABLA 7. INVERSIONES EN GASODUCTOS TRANSMETANO - 2009

INVERSIONES EN GASODUCTOS - 2009	MONTO INVERSIÓN \$
Mejoramiento Gasoducto	231.378.819
Ramal a Oriente	16.585.499.955
Conexiones	115.817.766
Ramales Fase III	564.361.075
TOTAL INVERSIONES	17.265.422.083

Para el año 2010, la empresa realizará inversiones, principalmente, para preservar la integridad de los gasoductos, en el ramal al oriente antioqueño, los ramales Aeropuerto y

Carmen de Viboral y ramales Don Matías, Santo Domingo, Maceo y Yolombó, como se detalla a continuación:

TABLA 8. INVERSIONES EN GASODUCTOS TRANSMETANO - 2010

PROYECTO	MONTO INVERSIÓN \$
Mejora Gasoducto	396.000.000
Ramal al Oriente Antioqueño	10.238.000.000
Conexiones Usuarios	4.200.000.000
Ramales Aeropuerto y Carmen de Viboral	5.469.000.000
Ramales Don Matías / Santo Domingo / Maceo / Yolombó	9.255.000.000
TOTAL	29.558.000.000

4. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

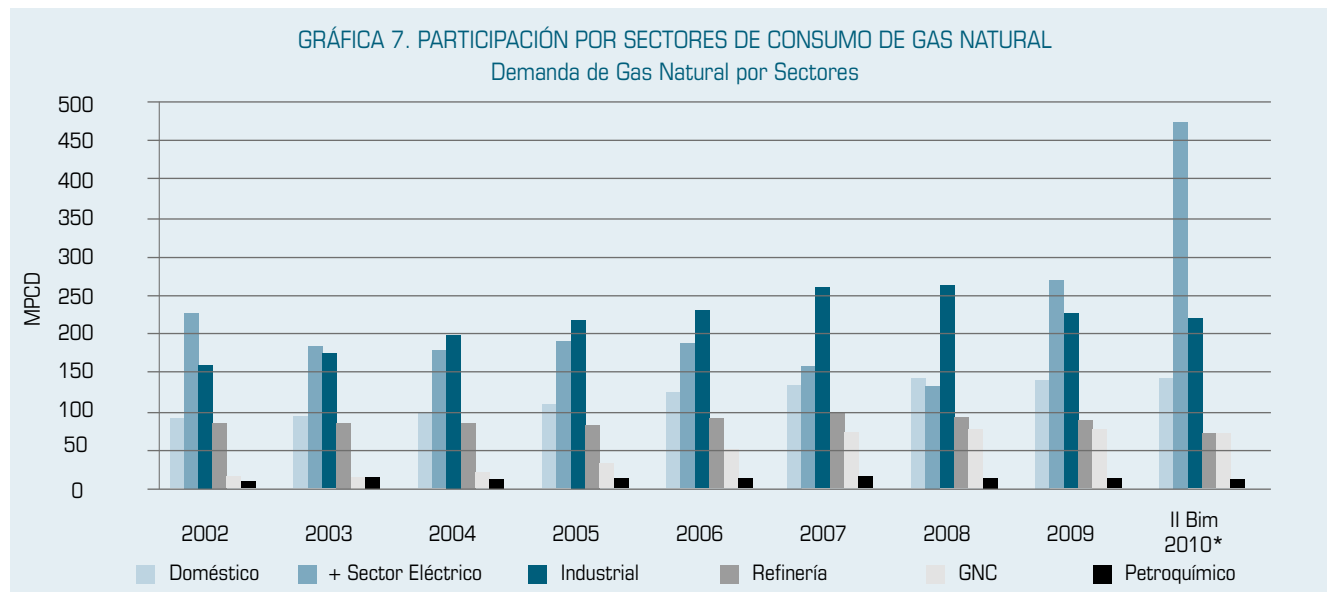
El consumo promedio de gas natural durante 2009 fue de 990 MPCD, de los cuales 810 MPCD¹⁰ corresponden al consumo interno, con una participación del sector eléctrico del 33%, seguido del industrial con un 28% y del sector doméstico con un 17% y 180 MPCD a exportaciones. El consumo de



10 Mega Pies Cúbicos por Día.

GNV durante el 2009 tuvo un comportamiento decreciente en relación con el 2008.

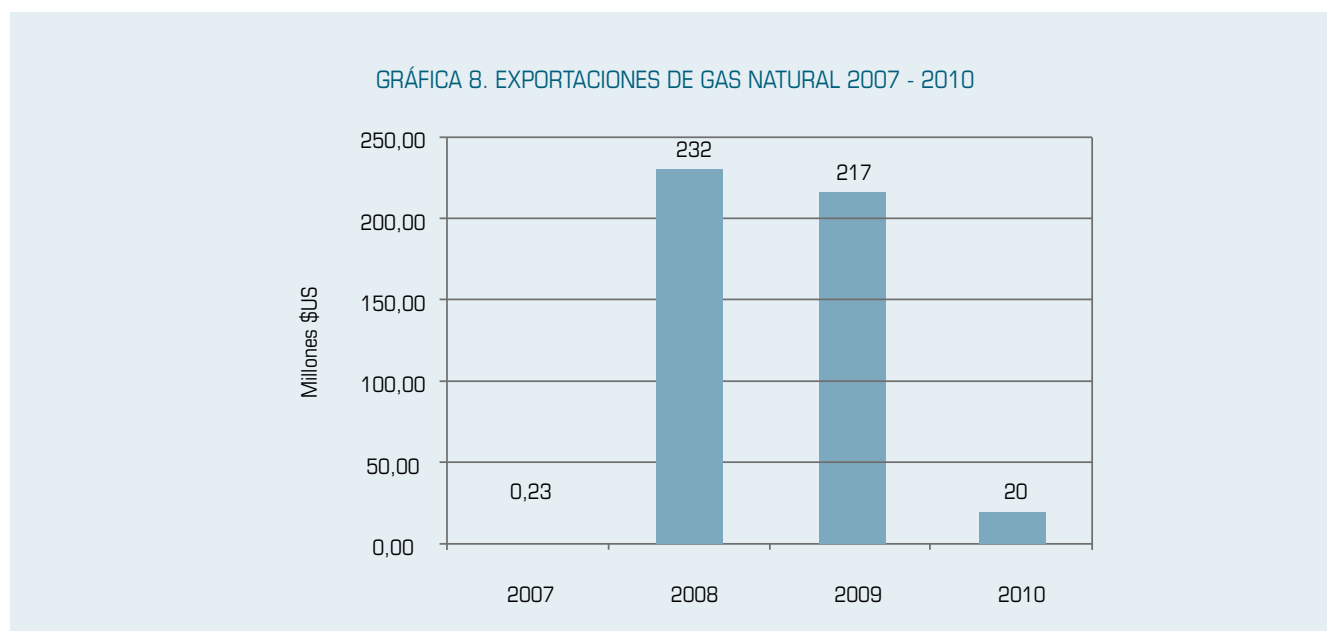
A continuación se presenta la participación por sectores de consumo:



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En lo que respecta a las exportaciones de gas, mediante Resolución 182349 del 23 de diciembre de 2009 se desarrolló y publicó la nueva metodología para el cálculo del factor R/P de Referencia, cuyo resultado es de 7,49 años y se publicó mediante Circular 18054 del 29 de diciembre de 2009.

Las exportaciones de gas alcanzaron en promedio 180 MPCD durante el 2009. Igualmente, desde su inicio en el año 2007 y los transcurrido de 2010, las exportaciones de gas han alcanzado un valor total de \$US468 millones como se detalla a continuación:



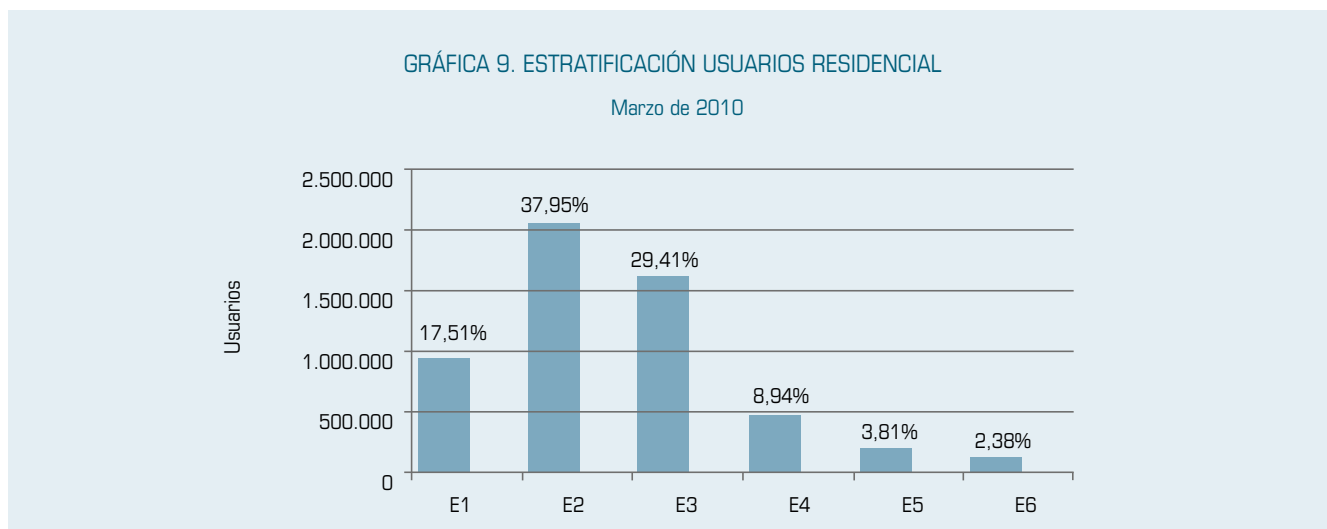
Fuente: Agentes Productores, consolidada Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

5. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

A diciembre de 2009, se tienen 541 poblaciones con el servicio público domiciliario de gas natural por red, para un total de 5.385.871 usuarios. Asimismo, es importante destacar que durante el periodo comprendido entre junio de 2009 y marzo de 2010, se conectaron al servicio de gas natural un total de 46 poblaciones, lo que representa

289.812 nuevos usuarios, de los cuales el 98,2% corresponde al sector residencial, 1,6% al sector comercial y 0,2% al sector industrial.

A continuación se muestra la participación porcentual por estratos:



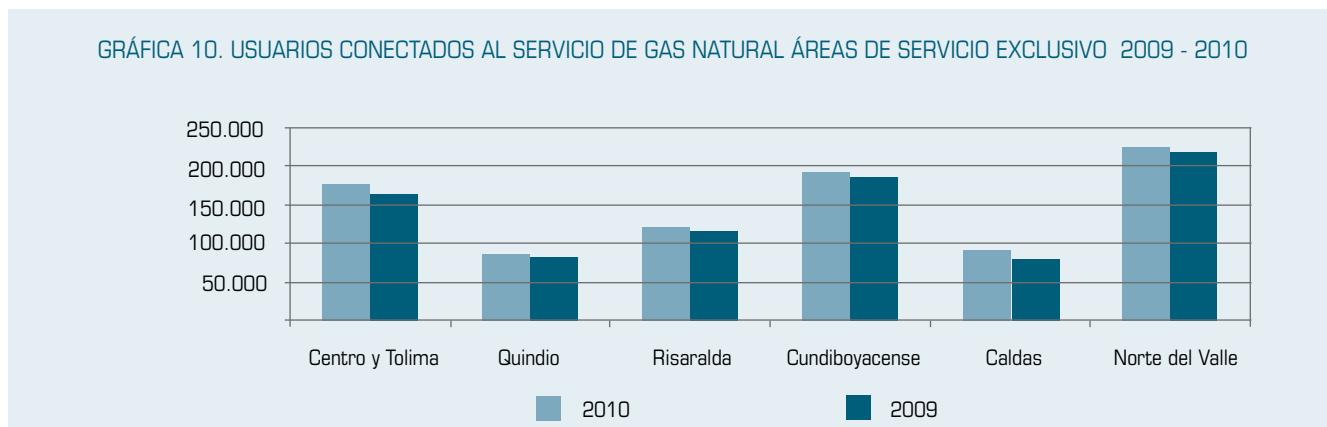
Fuente: empresas distribuidoras de gas natural.

6. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS NATURAL

A marzo de 2010, el cubrimiento de usuarios pertenecientes a Áreas de Servicio Exclusivo representa el 16% de un total de 898.966 usuarios.

En la siguiente gráfica se presenta el comparativo de usuarios en las Áreas de Servicio Exclusivo entre diciembre 2009 y lo que va corrido de 2010¹¹.

11 Cifras a marzo de 2010.



Fuente: empresas distribuidoras, consolidada Ministerio de Minas y Energía.

7. FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO

7.1 PROYECTOS EN EJECUCIÓN FECF – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

A marzo de 2010 se encuentran en ejecución 31 proyectos para promover el desarrollo de infraestructura de gas natural, cofinanciados con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento, de los cuales, 18 los ejecuta directamente el Ministerio de Minas y Energía como nuevo administrador

del fondo y con los que, se favorecerán aproximadamente 296.000 nuevos usuarios en diferentes regiones del país.

Estos proyectos benefician con extensión de red de gas a los siguientes departamentos en todo el país:

TABLA 9. DEPARTAMENTOS BENEFICIADOS CON PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE GAS COFINANCIADOS CON RECURSOS DEL FECF

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Antioquia	Puerto Berrío
	Cisneros
	San José del Nus
Boyacá	Duitama
	Tunja
	Chiquinquirá
	Sogamoso
	Ventaquemada
	Nuevo Colón
	Turmequé
	Jenesano
	Ciénaga
	Tibaná
	Caldas
Villamaría	
Chinchiná	
Palestina	
Neira	
Cauca	Popayán
	Santander de Quilichao
	Puerto Tejada
	Villa Rica
Cesar	Piendamó
	Bosconia
	Copey
	El Paso
Córdoba	San Martín
	Tuchín
Cundinamarca	Bogotá
	Soacha
	Sibaté
	Zipacquirá
	Chía
	Cogua
	Cajicá
	Ubaté
Guaviare	San José del Guaviare

Continúa...

Continuación

Huila	Pitalito
	Timaná
Magdalena	Algarrobo
	Chibolo
	Sabanas de Ángel
Meta	Villavicencio
	Puerto Gaitán
	San Juan de Arama
Norte de Santander	Cúcuta
Quindío	Armenia
	Calarcá
	Circasia
	Filandia
	La Tebaida
	Montenegro
	Quimbaya
	Salento
Risaralda	Pereira
	Balboa
	Dosquebradas
	La Celia
	La Virginia
Santander	Marsella
	El Peñón
Valle del Cauca	Andalucía
	Anserma
	Aguablanca
	Buga
	Bugalagrande
	Barrios: Terrón, Colorado y Siloé

Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

A continuación se relaciona el estado de avance de los proyectos anteriormente mencionados:

TABLA 10. ESTADO DE AVANCE PROYECTOS FECF- MME					
	PROYECTO	VR. TOTAL	VR. COFINANCIACIÓN FECF	USUARIOS	RECURSOS DESEMBOLSADOS
1	Construcción y Operación de la Red de Distribución de Gas Natural para la Cabecera Municipal de Chibolo, Magdalena.	\$ 3.520.139.734	\$ 1.061.310.000	1.851	80%
2	Construcción y Operación de la Red de Distribución de Gas Natural para la Cabecera Municipal de Sabanas de Ángel, Magdalena.	\$ 1.472.899.305	\$ 403.050.000	730	80%
3	Construcción de Redes de Distribución, Descompresión y Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos en el Municipio de Algarrobo.	\$ 2.673.960.461	\$ 592.930.000	1.546	80%

Continúa...

Continuación

4	Construcción de Redes de Distribución y Comercialización de Gas Natural Domiciliario para los Cascos Urbanos de Ventaquemada, Nuevo Colón y Turmequé en el Departamento de Boyacá.	\$ 5.325.526.104	\$ 3.102.150.000	1.745	86%
5	Construcción de Redes de Distribución y Comercialización de Gas Natural Domiciliario para los Cascos Urbanos de Ramiriquí, Jenesano, Ciénega y Tibaná en el Departamento de Boyacá.	\$ 5.346.969.227	\$ 3.676.940.000	1.555	86%
6	Construcción del Sistema de Distribución y Conexión de Gas Natural Domiciliario a Usuarios de Menores Ingresos, Ubicados en la Cabecera Municipal San Juan de Arama, Meta.	\$ 1.846.687.678	\$ 948.280.000	493	58%
7	Construcción del Sistema de Distribución y Conexión de Gas Natural Domiciliario a Usuarios de Menores Ingresos, Ubicados en la Cabecera Municipal San José del Guaviare.	\$ 7.994.198.820	\$ 4.299.450.000	4.028	58%
8	Construcción Sistema de Distribución de Gas Natural en las Veredas Apiay y Barcelona, Municipio de Villavicencio, Departamento del Meta.	\$ 828.348.854	\$ 356.510.000	342	100%
9	Construcción del Sistema de Distribución y Conexión de Gas Natural Domiciliario a Usuarios de Menores Ingresos, Ubicados en la Cabecera Municipal Puerto Gaitán, Meta.	\$ 2.976.636.917	\$ 1.110.140.000	1.198	58%
10	Construcción de Redes de Distribución y Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos en el Corregimiento de Tuchín, Municipio de San Andrés de Sotavento.	\$ 1.747.411.031	\$ 683.140.000	1.019	86%
11	Cofinanciación de Conexiones con Recursos del FECF a Estratos 1 y 2 en el Municipio de Soacha, Mercado Relevante de Gas Natural E.S.P.	\$ 2.249.960.000	\$ 2.249.960.000	33.246	43%
12	Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos en Bogotá y Municipio de Sibaté.	\$ 7.375.290.000	\$ 7.375.290.000	74.568	43%
13	Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos en los Municipios de Zipaquirá, Chía, Cogua, Cajicá, Ubaté, Duitama, Tunja, Chiquinquirá y Sogamoso.	\$ 961.430.000	\$ 961.430.000	10.480	43%
14	Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos en los Municipios de Armenia, Calarcá, Circasia, Filandia, La Tebaida, Montenegro, Quimbaya y Salento.	\$ 1.424.110.000	\$ 1.424.110.000	21.400	43%
15	Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos del Distrito de Aguablanca y los Barrios Terrón Colorado y Siló.	\$ 2.519.490.000	\$ 2.519.490.000	25.706	43%
16	Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos en los Municipios de Pereira, Balboa, Dosquebradas, La Celia, La Virginia, Marsella.	\$ 1.966.884.932	\$ 1.966.884.932	99.534	43%
17	Conexiones a Usuarios de Menores Ingresos en Cúcuta y su Área Metropolitana.	\$ 1.108.620.000	\$ 1.108.620.000	11.475	25%
18	Construcción del Sistema Regional de Transporte de Gas Natural en el Tramo Cali - Popayán.	\$27.009.463.338	\$ 11.096.008.390	99.534	82%

Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

Asimismo, se relacionan a continuación los proyectos del Fondo Especial delegados a ECOGAS por el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 182311 del 11 de

diciembre de 2008, donde se terminaron de ejecutar durante la vigencia 2009 y entre los meses de enero y abril de 2010.

TABLA 11. ESTADO DE AVANCE PROYECTOS FECF - ECOGAS

NO.	TIPO DE PROYECTO	REGIÓN	VALOR TOTAL DEL PROYECTO	VALOR FECF	USUARIOS	AVANCE CONTRATO
1	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Varios en Bolívar, Córdoba y Sucre.	25.789,39	6.994,39	71.887	100,00%
2	Redes de Distribución + Conexiones	Puerto Berrío Antioquia.	8.258,32	1.569,17	8.079	82,68%
3	Redes de Distribución + Conexiones	Cisneros, Antioquia.	2.778,56	525,50	2.223	66,44%
4	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Varios en Atlántico y Magdalena.	26.687,70	7.086,67	74.473	99,30%
5	Sistema de Distribución + Conexiones	Pitalito y Timaná.	25.460,93	7.307,14	15.636	98,08%
6	Sistema de Distribución + Conexiones	Bosconia Cesar.	6.848,47	2.638,40	4.400	93,78%
7	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Andalucía, Anserma, Buga, Bugalagrande y otros Valle del Cauca.	30.812,25	6.501,96	85.828	61,42%
8	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Manizales, Villamaría, Chinchiná, Palestina y Neira.	4.996,52	980,60	12.795	99,95%
9	Redes de Distribución + Conexiones	San José de Nus.	699,70	180,00	646	89,02%
10	Redes de Distribución + Conexiones	Copey - Cesar.	4.491,79	1.465,16	2.685	85,70%
11	Redes de Distribución + Conexiones	El Paso - Cesar.	4.709,54	1.734,42	2.773	80,95%
12	Redes de Distribución	San Martín Cesar.	2.724,01	1.323,17	1.198	99,93%
13	Redes de Distribución + Conexiones	Falan, Palocabildo, Casabianca y Villahermosa.	9.564,45	5.947,27	4.110	95,32%

Fuente: ECOGAS.

8. FONDO NACIONAL DE REGALÍAS

Durante el 2009, a través de los recursos del Fondo Nacional de Regalías, fueron aprobados dos proyectos, con los cuales se beneficiaran 5.049 nuevos usuarios del servicio de gas combustible por red: El proyecto de gas natural comprimido para los municipios El Peñol y Guatapé en el departamento de Antioquia y el proyecto de gas natural para los municipios de Lenguazaque y Guachetá.

En la siguiente tabla se relacionan los proyectos anteriormente mencionados:



CON RECURSOS DEL FONDO NACIONAL DE REGALÍAS SE APROBARON PROYECTOS QUE BENEFICIARON A 5.049 NUEVOS USUARIOS.

TABLA 12. PROYECTOS APROBADOS DURANTE 2009

NO.	AÑO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	VALOR TOTAL DEL PROYECTO	VALOR COFINANCIADO CON RECURSOS DEL FNR	USUARIOS	AVANCE
1	2009	ANTIOQUIA	EL PEÑOL Y GUATAPÉ	\$ 6.992.166.740	\$ 3.083.043.620	3.547	
2		CUNDINAMARCA	LENGUAZAQUE Y GUACHETÁ	\$ 4.903.106.030	\$ 2.962.461.290	1.502	5%

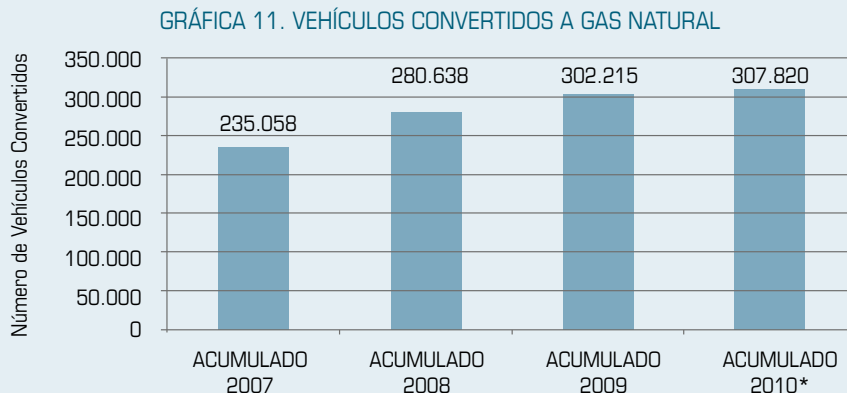
Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

Para el 2010, debido a la afectación de los valores aprobados durante el año 2008 con vigencias futuras para el sector gas, el Fondo Nacional de Regalías no cuenta con recursos disponibles para esta vigencia.

9. GAS NATURAL VEHICULAR

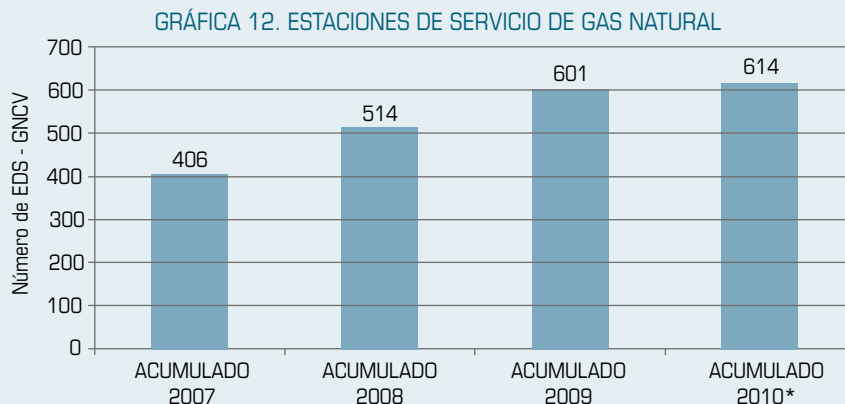
Durante todo el programa de conversión a gas natural vehicular, se han convertido un total de 307.820 vehículos, de los cuales 21.727 se convirtieron durante el 2009.

De enero a abril de 2010 se han convertido en todo el país, un total de 5.605 nuevos vehículos, tal como se indica a continuación:



Fuente: Organismos certificadores, consolida Ministerio de Minas y Energía.
 (*) Enero a abril de 2010.

Al terminar el 2009, se contaba con un total de 601 estaciones de servicio en todo el país. En los tres primeros meses de 2010 han entrado en operación otras 13 estaciones, para un total de 614.



Fuente: Empresas Comercializadoras de GNV.
 (*) Enero a marzo de 2010.

10. ASPECTOS REGULATORIOS Y/O REGLAMENTARIOS DE GAS NATURAL

10.1 NUEVAS ÁREAS DE SERVICIO

EXCLUSIVO DE GAS NATURAL

Se culmina el Estudio de Estructuración Técnica, Legal y Financiera de Concesiones de Nuevas Áreas de Servicio Exclusivo para la Prestación del Servicio de Gas Combustible, llegando a la conclusión de la no conveniencia de las mismas, teniendo en cuenta la existencia de competencia suficiente en los sectores de GN y GLP en las regiones objeto de estudio.

10.2 INSTRUMENTOS PARA ASEGURAR

EL ABASTECIMIENTO NACIONAL DE GAS NATURAL

10.2.1 Racionamiento Programado

El Ministerio de Minas y Energía, en uso de sus facultades, declaró un racionamiento programado de gas natural a nivel nacional a partir del 30 de septiembre de 2009, con el objeto de priorizar la atención de la demanda nacional sobre la demanda de exportaciones, asegurando la atención de los usuarios residenciales, toda vez que el parque generador termoeléctrico a base de gas natural fue requerido para sostener el nivel de los embalses y así enfrentar la situación de hidrología crítica por la que atravesaba el país, con ocasión del Fenómeno El Niño.

Mediante actos administrativos, dispuso medidas para la asignación de gas natural mientras se normaliza la situación de abastecimiento, las cuales se pueden sintetizar así:

- Se prioriza la atención de los agentes del sector gas natural que tengan contratos de suministro y/o transporte en el mercado primario, para la atención de la demanda de 1. La operación de las estaciones compresoras del sistema nacional de transporte, 2. Los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución y 3. Los comercializadores de gas natural vehicular.
- La sustitución de gas natural por combustibles líquidos para la operación de las plantas termoeléctricas con base en gas, cuando sea factible tal sustitución, liberando este gas para su uso por otros agentes. Asimismo, el reconocimiento de mayor costo en que incurra el productor por la sustitución de gas natural por combustibles líquidos.
- Se han condicionado las exportaciones de energía eléctrica, a que el país cuente con la disponibilidad de

recursos de generación de electricidad suficientes para atender la demanda eléctrica nacional.

- Cuando se vea comprometida la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se atenderá primero dicha demanda y después la demanda de gas natural con destino a exportaciones.
- También está previsto que el Centro Nacional de Despacho Eléctrico, disponga de la información del sector gas, permitiendo determinar las condiciones de atención de la demanda de gas, mientras subsistan las condiciones de racionamiento programado.

Igualmente, desde su declaratoria y lo transcurrido de 2010, se han expedido 20 resoluciones modificatorias o de medidas adoptadas dentro del racionamiento programado de gas natural.

10.2.2 Declaración de Producción

Para disponer de información pública de los campos de producción de gas natural, se expidió el Decreto 2687 de julio 22 de 2008, en el cual se establece que los productores y los productores-comercializadores de gas natural, declararán al Ministerio de Minas y Energía lo siguiente:

- La producción disponible para ofertar en firme.
- La producción disponible para ofertar Interrumpible.
- La producción comprometida.
- El potencial de producción de gas natural de cada campo.

Mediante las Resoluciones 180638, 180757 y 180765 de 2010, este Ministerio ha publicado y actualizado hasta el momento dicha información.

SE DECLARÓ UN RACIONAMIENTO PROGRAMADO DE GAS NATURAL PARA ATENDER EL REQUERIMIENTO DEL PARQUE TÉRMICO DURANTE EL FENÓMENO EL NIÑO

10.3 COMERCIALIZACIÓN DE GAS

Durante el año 2009, la Comisión expidió dos resoluciones, orientadas a aclarar y modificar el esquema de comercialización en el mercado primario de gas natural, establecido en la Resolución CREG 095 de 2008. Las dos principales modificaciones fueron las siguientes: redefinición del cronograma de realización de la subasta y aclaración del diseño de los productos a ofrecer en la subasta.

10.4 TRANSPORTE DE GAS

La Comisión aprobó la Resolución CREG 022 de 2009, mediante la cual, se sometió a consulta de la industria y terceros interesados “los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte.

Con la Resolución CREG 135 de 2009, se aprobaron los cargos regulados para el gasoducto Sardinata – Cúcuta.

10.5 DISTRIBUCIÓN

La CREG aprobó inversiones para construir redes de distribución en 37 nuevos municipios para atender un potencial de 60.913 usuarios. En el 2010, la CREG aprobó inversiones para construir redes de distribución en 19 nuevos municipios para atender un potencial de 39.806 usuarios. Mediante la Resolución CREG 178 de 2009, la CREG sometió a consulta una propuesta de fórmula tarifaria que incorpora un componente de confiabilidad en la prestación del servicio.

11. GAS LICUADO DE PETRÓLEO, GAS PROPANO

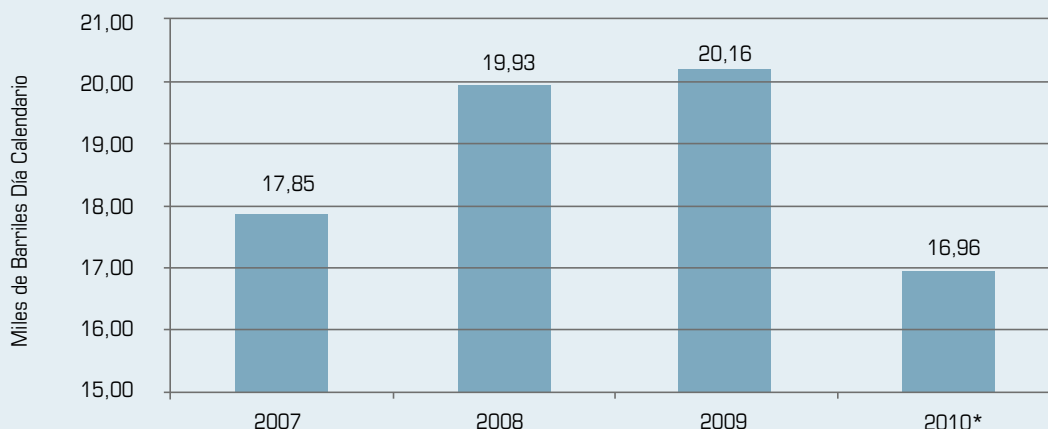
11.1 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS PROPANO

Durante 2009, la producción de gas licuado de petróleo, GLP, alcanzó un promedio de 20,16 KBPDC¹², lo que representa un incremento del 12% frente a la cantidad producida el año

anterior. En el primer bimestre de 2010, ésta alcanzó a los 16,96 KBPDC, en promedio.

12 Miles de barriles por día calendario

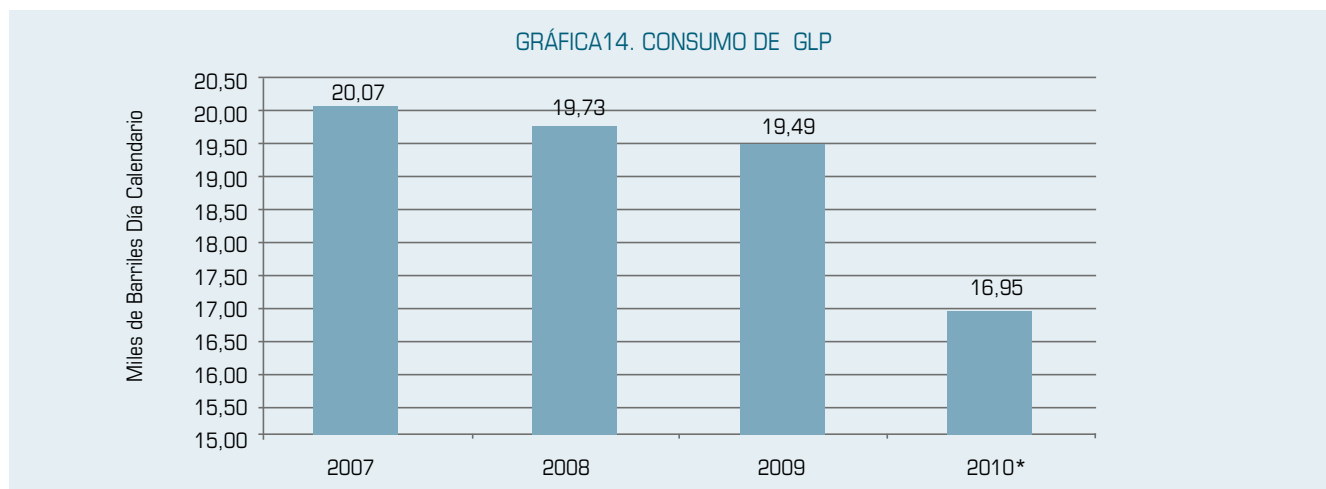
GRÁFICA 13. PRODUCCION DE GLP



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Asimismo, el consumo de este combustible ha mantenido una tendencia similar durante el 2009. Durante el primer bimestre de 2010 registró 16,95 KBPDC. No obstante,

el comportamiento del consumo tiene una tendencia decreciente desde el 2007:



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

11.2 PROCESO DE CERTIFICACIÓN

DE PLANTAS DE ENVASADO DE GAS PROPANO

Desde el inicio del proceso de certificación de plantas de envasado de GLP en virtud del Reglamento Técnico correspondiente, Resolución 180581 de 2008 y la Resolución 182254 de 2009 y lo corrido de 2010, de un total de 131 plantas de envasado de GLP, 20 cuentan con certificado de conformidad del proceso de envasado de acuerdo al reglamento técnico y 22 plantas cuentan con el certificado de conformidad.

11.3 ESQUEMA DE MARCACIÓN DE CILINDROS

Dentro del nuevo esquema de cambio de propiedad de cilindros, se han marcado 1,098 millones de cilindros de un total de 4.941.189 programados, equivalentes al 22% dentro del periodo de transición, que finaliza el 31 de diciembre de 2010. A través del Comité Fiduciario de GLP, se viene adelantando el proceso de revisión, adecuación y marcación de cilindros, dentro del periodo de transición¹³.

A continuación se detallan otros resultados:

¹³ Octubre 31 de 2008 – diciembre 31 de 2010

TABLA NO. 13 ESTADO DE AVANCE DEL ESQUEMA DE MARCACIÓN DE CILINDROS

ACCIÓN	2008	2009	2010	ACUMULADO
Recolectados	0	869.049	202.590	1.071.639
Clasificados	0	375.919	100.693	476.612
Certificados adecuados	0	148.098	38.268	186.366
Destruídos	0	670.322	162.793	833.115
Certificados nuevos	14.490	861.471	223.010	1.098.971
Entregados	48.949	902.421	266.536	1.217.906
Compensados	0	489.874	151.449	641.323

Fuente Comité fiduciario

Al mes de abril de 2010, la cobertura del servicio de GLP en cilindros marcados, llega a 1,013 millones de usuarios en 26 departamentos en todo el país.

11.4 SUBSIDIO AL GAS PROPANO

EN ZONAS DE FRONTERA

El Gobierno Nacional, en el artículo 79 del Decreto 4881 de 2008, reconoció para la vigencia 2009 el subsidio correspondiente al servicio público de distribución de GLP



en cilindros para la atención de usuarios residenciales, ubicados en zonas de frontera por un valor de \$5.000 millones de pesos, los cuales fueron distribuidos en su totalidad, mediante resoluciones 181818, 181943, 181972, 182108 y 182350 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía.

11.5 CAMBIO DE ESQUEMA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GAS PROPANO

Con corte al mes de abril de 2010, se registra un avance del 23% equivalente a 1.140.282 cilindros, en el Programa de Reposición de Cilindros de GLP de un total de 4.941.189.

Estos valores de recolección, corresponden a las metas fijadas mediante resoluciones CREG 101, 078 y 091 de 2008.

Igualmente, según información recibida de la Secretaría e Interventoría dentro del periodo de transición establecido en la Resolución CREG 045 de 2008, se han diagnosticado 4.176 Tanques Estacionarios de GLP.

Para la vigencia 2010, en esta materia, la CREG en la Resolución 017 de 2010 dio inicio al proceso para fijar las Metas de Tanques Estacionarios, según la prioridad de los diagnósticos. En la misma resolución, se da inicio al proceso de contratación del diagnóstico a los tanques estacionarios reportados al SUI, con corte al 31 de diciembre de 2009 y que se encuentren en servicio.

12. ASPECTOS REGULATORIOS DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO – GLP 2008 - 2009

Durante el 2009, la CREG culminó el proceso de revisión de metodologías tarifarias y cargos para remunerar a los agentes, con la expedición de ocho y cuatro resoluciones relacionadas con reglas de comportamiento de los agentes y ajustes a resoluciones anteriores.

En el 2010 mediante resoluciones CREG 016 y 021 de 2010, la CREG adoptó los cargos de GLP por ductos. La fórmula tarifaria para usuarios regulados de San Andrés se determinó mediante Resolución 004 de 2010.

Evaluación permanente al desarrollo de las actividades del Período de Transición, ocupa un lugar preeminente en la agenda de la CREG para el sector de GLP en el año 2010. El ajuste de metas y la asignación de las metas incumplidas son, entre otros, algunos de los temas que deberemos abordar. Además, la CREG tiene en su agenda la expedición de

regulación para completar los asuntos pendientes en el sector de GLP, de la siguiente manera:

- Cargos de Transporte de GLP por ductos: este tema se decidió en el año 2010; las resoluciones son la CREG 016 y 021, ambas del 16 de febrero 2010. Sin embargo, los cargos quedarán firmes, cuando se resuelva el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 016 de 2010.
- Fórmula Tarifaria para usuarios regulados de San Andrés Islas: este tema se terminó de estudiar en el año 2009, y la Resolución final es la CREG 004 del 1º de febrero de 2010.
- Reglamento de Comercialización Mayorista de GLP: Este tema se terminó de estudiar en el año 2009 la Resolución de consulta es la CREG 020 del 16 de febrero de 2010. La resolución final se expedirá en el primer trimestre de 2010.