

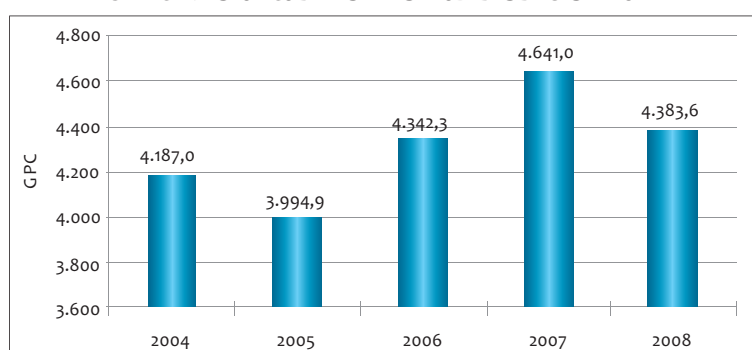
SECCIÓN D
SECTOR GAS

Durante 2008 y lo que va corrido de 2009, el sector gas combustible sigue manteniendo un comportamiento dinámico, como resultado de una política de masificación de gas combustible, un marco regulatorio que ha incentivado la penetración del gas, así como de la gestión e inversión del sector privado para seguir extendiendo la prestación del servicio público domiciliario.

1 RESERVAS DE GAS NATURAL

Según información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las reservas de gas natural alcanzaron los 7.276 GPC¹. Esta cifra incluye 4.383,61 GPC de reservas probadas, 2.000,98 GPC de reservas no probadas y 891,22 GPC de consumo en operación.

GRÁFICA 1. HISTÓRICO DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En cuanto a nuevos contratos de exploración, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha suscrito ocho contratos en áreas con historia de descubrimiento de gas natural libre.

TABLA 1. NUEVOS CONTRATOS SUSCRITOS EN ÁREAS CON HISTORIA DE DESCUBRIMIENTOS DE GAS NATURAL LIBRE²

BLOQUE	CONTRATISTA	CUENCA	FASE	COMPROMISO EXPLORATORIO
CR-1	UT PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP. - PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Cesar -Ranchería	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
MARÍA CONCHITA	CONSORCIO TURKISH PETROLEUM INTERNATIONAL COMPANY LIMITED - TPIC y MULTISERVICIOS.	Guajira	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-3	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-4	ECOPETROL S.A.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-5	SK ENERGY CO. LTD. - PETROPULI LTDA.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-7	UT PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP. - ONGC VIDESH LIMITD SUCURSAL COLOMBIANA.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-9	HOCOL S.A.	Sinú - San Jacinto	Fase 1	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 550 km de sísmica 2D. 2. Perforación de 1 pozo exploratorio A3. (PEA = adquisición, procesamiento e interpretación de 18 km de sísmica 2D).

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

¹ Giga Pies Cúbicos.

² Firmados después de julio de 2008.

A continuación se representa el avance de los 26 contratos existentes en áreas con historia de descubrimientos de gas natural libre.

TABLA 2. AVANCE DE LOS CONTRATOS EXISTENTES SUSCRITOS EN ÁREAS CON HISTORIA DE DESCUBRIMIENTOS DE GAS NATURAL LIBRE

BLOQUE	CONTRATISTA	CUENCA	FASE	COMPROMISO EXPLORATORIO
CARBONERA	WELL LOGGING LTDA.	Catatumbo	Fases 2 y 3	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 70 Km ² de sísmica en 3D. 2. Reprocesamiento e interpretación de 30 Km de sísmica en 2D. 3. Perforación de un pozo exploratorio.
CATGUAS	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LTD.	Catatumbo	Fase 2	1. Perforación de dos pozos exploratorios.
ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 5	1. Perforación de un pozo exploratorio.
FUERTE NORTE	BHP BILLITON PETROLEUM (COLOMBIA) CORPORATION.	Sinú Offshore	Fase 2	1. Adquisición de 1000 km ² de sísmica 3D. 2. Devolución del 30% del área al finalizar la fase.
FUERTE SUR	BHP BILLITON PETROLEUM (COLOMBIA) CORPORATION	Sinú Offshore	Fase 2	1. Adquisición de 1000 km ² de sísmica 3D. 2. Devolución del 30% del área al finalizar la fase.
GUAMA	PACIFIC STRATUS ENERGY	Valle Inferior del Magdalena	Fase 2	1. Perforación de un pozo exploratorio.
LA CRECIENTE	PACIFIC RUBIALES	Valle Inferior del Magdalena	Fase 5	1. Perforación de un pozo exploratorio.
LA LOMA	DRUMMOND LTDA.	Cesar -Ranchería	Fase 5	1. Perforación de un pozo exploratorio de hidrocarburo convencional. 2. Perforación de al menos dos pozos de gas metano asociado al carbón en un área de desarrollo piloto.
LA MAYE	NEW HORIZON EXPLORATION INC.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1	1. Perforación de un pozo exploratorio, a una profundidad mínima de cinco mil (5000), Noelia-1. 2. Reproceso de ciento treinta y ocho (138) Km de sísmica existente. 3. Estudios Geológicos.
PERDICES	ECOPETROL S.A.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 3	1. Perforación de un pozo exploratorio.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 10	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 265 Km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 11	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 287 Km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 12	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 287 Km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 4	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTDA.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 387 Km ² de sísmica 3D. 2. Reprocesamiento de 1100 Km. de sísmica 2D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 5	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTDA.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición de sísmica 387 Km ² de sísmica. 3D. 2. Reprocesamiento de 1100 Km. de sísmica 2D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 6	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 371 Km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 7	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 371 Km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 8	ONGC VIDESH LIMITED.	Guajira Offshore	Fase 1	1 Adquisición sísmica de 265 Km ² de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 9	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición estimada de 265 Km ² de sísmica nueva 3D o su equivalente 2D.
SAMÁN	HOCOL S.A.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1 y 2	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 100 km ² de sísmica 3D. 2. Adquisición, procesamiento e interpretación de 50 km. de sísmica 2D.
SANTACRUZ	MOMPOS OIL COMPANY.	Catatumbo	Fase 1	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 25 km ² de sísmica 3D. 2. Reprocesamiento e interpretación de 200 km de sísmica 2D.
SIERRA NEVADA	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1	1. Perforación de un pozo exploratorio. 2. Reprocesamiento e interpretación de 300 km ² de sísmica 3D.
SILVESTRE	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 300 km de sísmica 2D. 2. Análisis de amplitudes, atributos y AVO para la información sísmica existente y nueva 2D.

(continuación)

BLOQUE	CONTRATISTA	CUENCA	FASE	COMPROMISO EXPLORATORIO
TAYRONA	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Sinú Offshore	Fase 3	1. Perforación de un pozo exploratorio.
TIBURÓN	OMMIMEX OIL & GAS.	Guajira	Fase 2	1. Perforación de un Pozo Exploratorio (aproximadamente 6.000 a 8.000 pies).
URIBANTE	ECOPETROL S.A.	Catatumbo	Fase 3	1. Perforación de un pozo exploratorio.

Firmados antes de julio de 2008.

En desarrollo de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH, se han dado descubrimientos de gas natural en las siguientes áreas:

TABLA 3. PROSPECTOS DE GAS NATURAL

CAMPO	CONTRATO	COMPAÑÍA	ETAPA	PRODUCCIÓN POTENCIAL (KPCD) ¹
Arianna	ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	EN EXPLOTACIÓN	1.767
Cerro Gordo	CARBONERA	WELL LOGING.	EN EXPLOTACIÓN	1.043
La Creciente A	LA CRECIENTE	PACIFIC RUBIALES.	EN EXPLOTACIÓN	69.870
La Creciente D	LA CRECIENTE	PACIFIC RUBIALES.	EN EVALUACIÓN	21.090
Katana	ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	AVISO DE DESCUBRIMIENTO	1.649
Caña Flecha	ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	EN PRUEBA	2.500
Iguana (GMAC)	LA LOMA	DRUMMOND.	EN EVALUACIÓN	4
Caporo (GMAC)	LA LOMA	DRUMMOND.	EN EVALUACIÓN	4

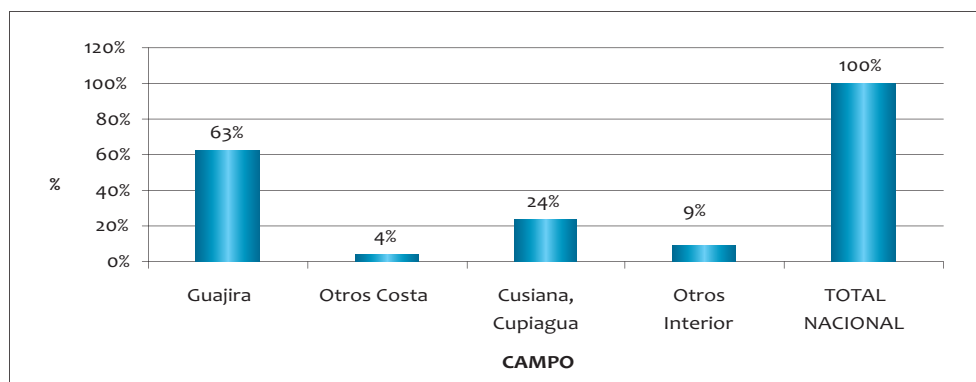
Nota 1: La producción potencial es reportada por el operador.

De otra parte, la ANH suscribió con ECOPETROL el convenio de exploración y producción SIRIRÍ en la antigua área de operación directa del mismo nombre. El campo GIBRALTAR, perteneciente a este convenio y que se encuentra en etapa de explotación, cuenta con una producción potencial de 30.000 KPCD.

2 OFERTA DE GAS NATURAL

Durante 2008, la oferta de gas natural alcanzó un total de 905,3 GBTUD³ representando un incremento del 16% comparativamente con el año anterior. De esta producción, el 63% fue aportado por los campos de la Guajira y el 24% por los campos de Cusiana y Cupiagua.

GRÁFICA 2. OFERTA DE GAS NATURAL - PARTICIPACION POR CAMPO



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

³ Giga BTU por día

3 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

3.1 PROMIGAS S.A. E.S.P.

Durante el 2008 Promigas S.A E.S.P. realizó inversiones del orden de los \$13.187 millones de pesos, representados principalmente en obras para la conexión del pozo La Creciente con el sistema de la Costa Atlántica. Para el 2009⁴, la empresa tiene previsto realizar inversiones por valor de \$6.133 millones de pesos, tal como se describe a continuación.

TABLA 4. INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA PROMIGAS S.A. E.S.P.
PERIODO JULIO 2008 - JULIO 2009
(Cifras en Millones de Pesos)

CONCEPTO	TOTAL 2008	TOTAL 2009	TOTAL
Adecuación por tramos	256	2	258
Variantes	1.595	736	2.330
Variante Ampliación Vía al Mar		483	483
Cruce Construcción Henequén		3.359	3.359
La Creciente (*)	10.966		10.966
Cruce Caño Correa Ciénaga María La Baja		1.189	1.189
Gasoducto Ballena - El Pájaro	372	364	736
TOTAL	13.187	6.133	19.321

Nota: de abril a mayo de 2009 las cifras son proyectadas.

(*) Conexión de Pozo La Creciente con sistema de la Costa Atlántica.

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

Según información suministrada por la empresa, para 2009 tiene contempladas inversiones en infraestructura por un valor aproximado de \$13.839 millones de pesos, representados principalmente en la construcción del gasoducto en el tramo Ballena – El Pájaro y otras inversiones que se describen a continuación:

TABLA 5. DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA ENERO - DICIEMBRE 2009 PROMIGAS S.A. E.S.P.
(Cifras en Millones de Pesos)

PRESUPUESTO DE INVERSIONES PERIODO 1 DE ENERO DE 2009 - 31 DE DICIEMBRE DE 2009	
	Presupuesto
Variantes (1)	2.402
Adecuación por tramos (2)	2.183
Gasoducto Ballena - El Pájaro (3)	1.124
Variante Ampliación Vía al Mar (4)	805
Construcción Variante Henequén (5)	3.886
Cruce Caño Correa Ciénaga María La Baja (6)	3.439
TOTAL	13.839

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

Así mismo, el volumen transportado durante el periodo comprendido entre julio de 2008 y julio de 2009⁵ fue de 103.925.273 KPC⁶.

3.2 TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI

Durante 2008, la empresa realizó inversiones del orden de los \$5.600.140.414 millones de pesos para diferentes proyectos de infraestructura tales como: la expansión de Cusiana, expansión del tramo Ballena – Barranca. Para la

⁴ Las cifras de 2009 corresponden al periodo enero – julio (abril a julio proyectado).

⁵ Valores estimados de abril a marzo de 2009.

⁶ Kilo Pies Cúbicos.

vigencia 2009 la empresa tiene presupuestado realizar inversiones del orden de los \$672.884.214.408 millones de pesos para los proyectos anteriormente mencionados, de los cuales, al mes de abril ya se han ejecutado un total de de \$67.232.449.175 millones de pesos.

En el segundo semestre de 2008, TGI transportó un promedio de 365,62 MPCD⁷. Para el primer semestre de 2009, movilizó un promedio de 357,33 MPCD.⁸

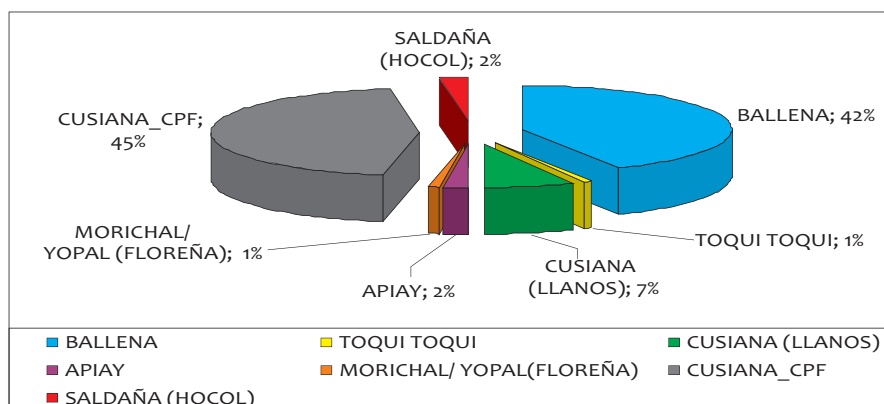
TABLA 6. PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE CADA CAMPO EN EL TOTAL DE GAS TRANSPORTADO

CAMPO	2008 (*)	2009(*)
BALLENA	42%	40%
TOQUI TOQUI	1%	1%
CUSIANA (Llanos)	7%	7%
APIAY	2%	2%
MORICHAL/ YOPAL(FLOREÑA)	1%	1%
CUSIANA_CPF	45%	46%
SALDAÑA (HOCOL)	2%	3%

(*)2008 - julio a diciembre.

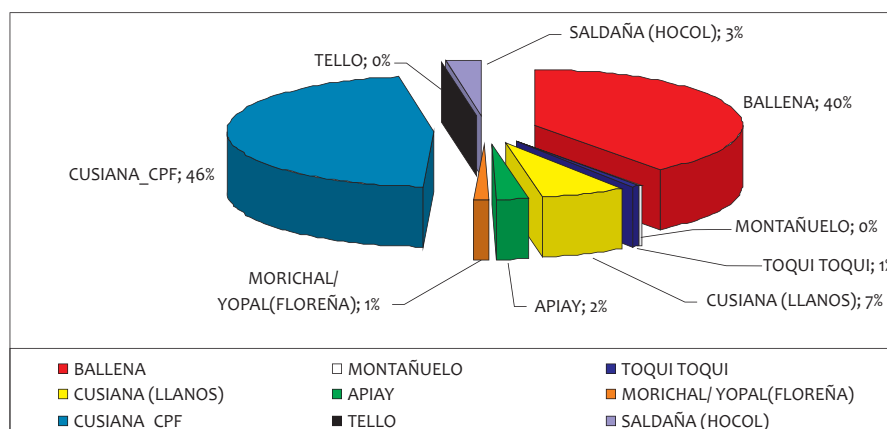
(*)2009 - enero a julio (con proyecciones desde abril).

GRÁFICA 3. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS TGI 2008



Fuente: TGI.

GRÁFICA 4. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS TGI 2009



Fuente: TGI.

⁷ Millones de Pies Cúbicos Día.

⁸ Desde el mes de julio de 2008 hasta marzo de 2009 corresponden a los volúmenes realmente transportados desde cada campo de gas natural, a partir del mes de abril de 2009, los volúmenes corresponden al promedio de los últimos 6 meses.

Los siguientes son los proyectos más relevantes que tiene previsto realizar la TGI S.A E.S.P. para 2009:

3.2.1 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GASODUCTOS DESDE BALLENA

Se busca aumentar la capacidad de transporte de este gasoducto en 70 MPCD hasta alcanzar 260 MPCD, capacidad considerada óptima para satisfacer la demanda futura. La expansión de la capacidad de este gasoducto se realizará exclusivamente mediante el aumento de la presión del gas en los tubos, a través de la instalación de nuevas estaciones de compresión y/o el aumento de la potencia de las estaciones compresoras ya existentes.

El proyecto de expansión contempla la construcción de tres nuevas estaciones compresoras. De igual manera, contempla la ampliación y adecuación de las estaciones de Hatonuevo, Casacará, Norean y Barrancabermeja, con el montaje de aproximadamente 17.880 HP.

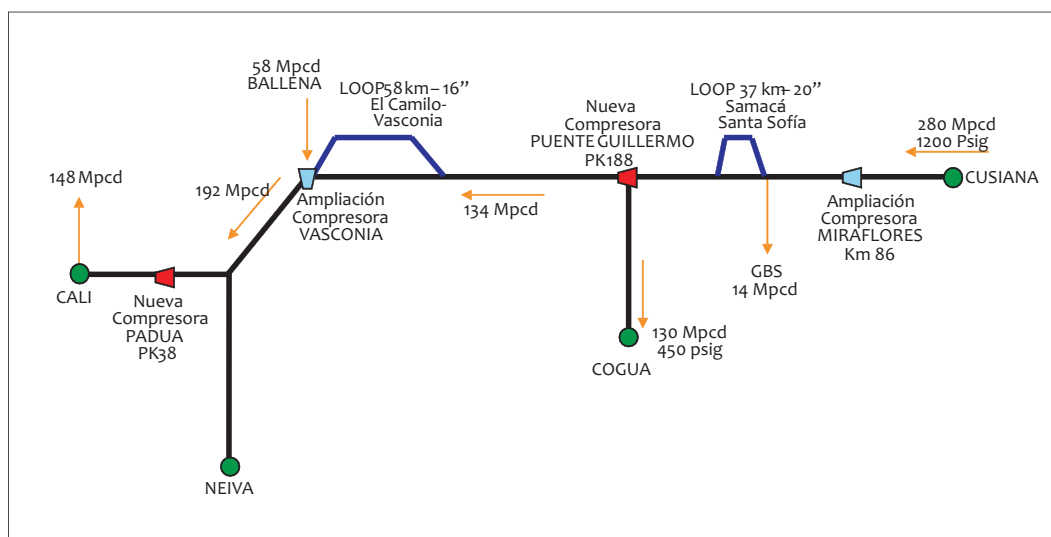
3.2.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GASODUCTOS DESDE CUSIANA

La empresa ha previsto ampliar la capacidad de transporte desde este campo, a través de la construcción de estaciones compresoras, la adecuación y ampliación de las estaciones compresoras existentes y la construcción de loops (tramos de gasoducto nuevo paralelos al gasoducto existente) que permitan ampliar la capacidad de transporte de la red existente. El proyecto de expansión permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Cusiana en 180 MPCD⁹, pasando de 210 MPCD a 390 MPCD.

El proyecto se desarrollará 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 se incrementará la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II se incrementará en 110 MPCD adicionales.

En la siguiente gráfica se muestra el esquema del proyecto para la primera fase, cuya entrada en operación se tiene prevista para el 1er trimestre de 2010.

GRÁFICA 5. ESQUEMA DEL PROYECTO EN LA FASE I



La Fase I contempla las siguientes obras:

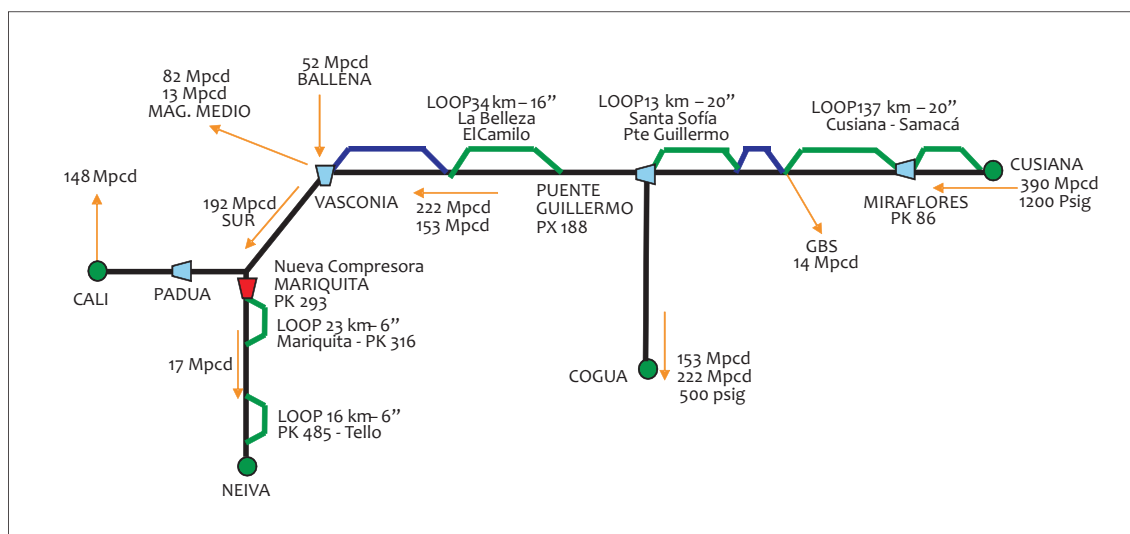
- Ampliación estación compresora Miraflores.
- Loop Samacá – Santa Sofía.
- Nueva estación compresora Puente Guillermo.

⁹ Millones de pies cúbicos por día.

- Loop El Camilo – Vasconia.
- Ampliación estación compresora Vasconia.
- Nueva estación compresora Papua.

En la siguiente gráfica se muestra el esquema del proyecto para la segunda fase, cuya entrada en operación se tiene prevista para el primer trimestre de 2011.

GRÁFICA 6. ESQUEMA DEL PROYECTO EN LA FASE II



La Fase II contempla las siguientes obras:

- Loop Cusiana – Samacá.
- Loop Santa Sofía – Puente Guillermo.
- Loop La Belleza – El Camilo.
- Nueva Estación compresora de Mariquita (Tolima).
- Loop tramo Mariquita – Neiva.

3.3 PROGASUR S.A E.S.P.

Durante 2008, la empresa no realizó nuevas inversiones en infraestructura. Para el 2009 continúa con la construcción del gasoducto Cali - Popayán, proyecto que beneficiará a las poblaciones de Puerto Tejada, Villa Rica, Santander de Quilichao, Piendamó y Popayán, un potencial de usuarios de 113.204 y con una inversión total de aproximadamente \$31.700 millones de pesos, de los cuales a través del Fondo Especial Cuota de Fomento se cofinanciarán \$11.096 millones de pesos. La inversión restante será asumida por la empresa.

La longitud del tubo será de 117 Km, en tubería de acero de 4,5 pulgadas y con una capacidad aproximada de 3.729 KPCD.

GRÁFICA 7. TRAZADO GASODUCTO CALI - POPAYÁN



De julio a diciembre de 2008 y de enero a mayo de 2009, el volumen de gas transportado por los gasoductos que opera Progasur S.A. E.S.P. fue de 399.670.998 KPC y 339.982.302 KPC¹⁰, respectivamente.

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

Según información suministrada por la empresa, durante el periodo comprendido entre julio de 2008 y mayo de 2009, no se realizaron inversiones en la infraestructura de transporte. Durante 2008, el volumen de gas transportado por Transoccidente S.A. E.S.P. fue de 6.660.849 KPC¹¹. Así mismo, entre enero y mayo de 2009, la empresa ha transportado un total de 5.360.101 KPC.

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

La inversión más representativa en 2008 y 2009, esta materializada en la construcción del Gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, que asciende a la suma de USD\$ 105 millones.

El volumen de gas natural transportado durante el año 2008 llegó a ser de 12.54 millones de pies cúbicos día, con un incremento del 3,16% con relación al año anterior, en respuesta al mayor consumo en el sector del Gas Natural Vehicular, GNV, el cual viene presentando un importante desarrollo en los tres últimos años.

El proyecto del gasoducto Gibraltar - Bucaramanga tendrá una longitud aproximada de 175 km y un diámetro de 12 pulgadas y servirá para transportar gas desde los campos de Gibraltar, localizados entre los departamentos de Norte de Santander y Boyacá, hasta Bucaramanga. El gas que no consuma esta ciudad, se llevará hasta Barrancabermeja en contraflujo, a través de los gasoductos existentes de propiedad de TRANSORIENTE, para ser comercializado al interior del país.

En la actualidad, se encuentra en las etapas previas a la construcción física del gasoducto. Durante el 2009 se obtuvo la licencia ambiental mediante al Resolución 602 del 27 de marzo de 2009, requisito indispensable para dar inicio a esta actividad. Se espera que la entrada en operación de este gasoducto sea en el primer trimestre de 2010.

¹⁰ Kilo pies cúbicos.

¹¹ Kilo pies cúbicos.

A través de este gasoducto se transportarán 30 MPCD durante 15 años. No obstante, el gasoducto fue diseñado para transportar mayores volúmenes de gas.

3.6 TRANSCOGAS S.A. E.S.P.

En el 2008, Transcogas S.A. E.S.P. no realizó inversiones en nueva infraestructura. Durante el 2009 la empresa tiene previsto realizar inversiones del orden de los \$11.000 millones de pesos, en la terminación de la City Gate calle 13 (entrada a Bogotá) y en la construcción de otros ductos regionales para la sabana de Bogotá.

El volumen transportado por Transcogas S.A. E.S.P. durante 2008 fue de 295.593 KPCD. Así mismo, según información suministrada por la empresa, en lo corrido de 2009 se han transportado alrededor de 278.361 KPCD.

3.7 TRANSMETANO S.A. E.S.P.

Durante 2008 la empresa realizó inversiones del orden de los \$3.400 millones, en la construcción de un ramal hacia el municipio de Barbosa y en la realización de estudios técnicos y servidumbres para la construcción de un nuevo ramal hacia el oriente del país.

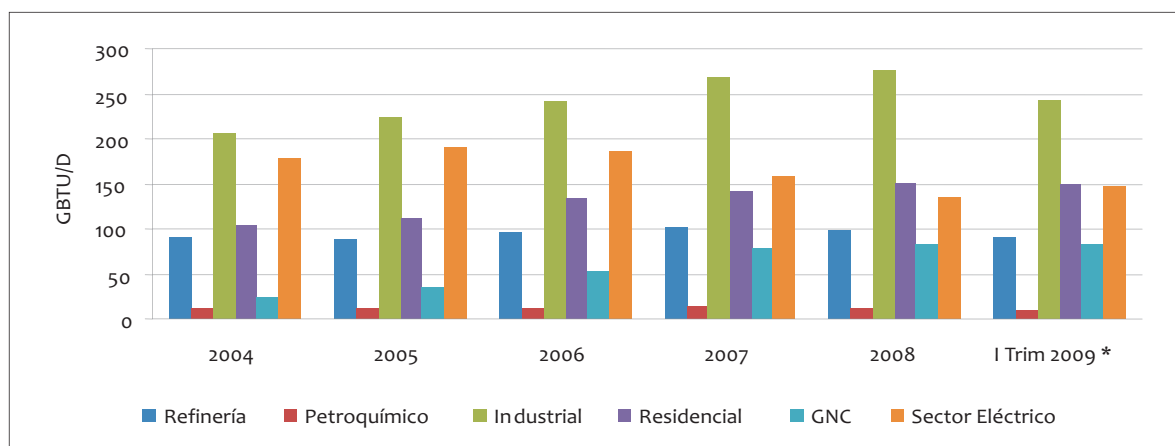
En 2009, el principal proyecto de la empresa es la construcción del ramal del gasoducto al Oriente Antioqueño, proyecto con un valor cercano a los US\$ 12 millones. Así mismo, Transmetano S.A. E.S.P. ha iniciado los estudios topográficos y ambientales para construir los ramales que permitan atender las poblaciones de Maceo, Yolombó, Santo Domingo, Don Matías, La Ceja y Carmen de Viboral, con un potencial cercano a los 20.000 usuarios, algunos de los cuales ya se abastecen con el sistema de gas natural comprimido.

4 COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

El consumo promedio de gas natural durante 2008 fue de 754 GBTUD¹², con una importante participación del sector industrial con el 37%, seguido del residencial con un 20% y del sector eléctrico con un 18%.

Así mismo, en lo que va corrido de 2009¹³, con un promedio de 720 GBTUD, la participación porcentual en el consumo promedio continúa siendo muy similar a la presentada en el 2008, con un 34% del sector industrial y un 21% del sector residencial.

GRÁFICA 8. PARTICIPACIÓN POR SECTORES DE CONSUMO DE GAS NATURAL



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

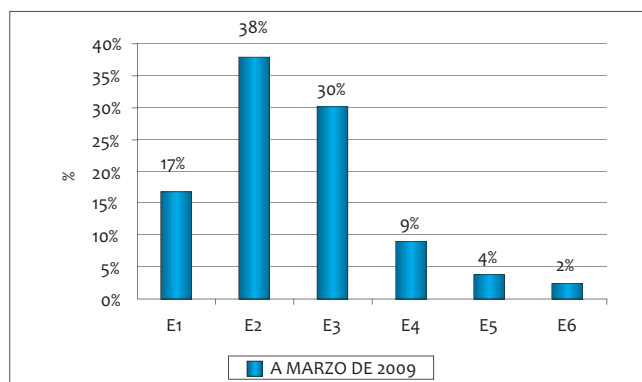
¹² Giga BTU por día.

¹³ Período de enero a marzo de 2009.

5 DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

A la fecha, el país cuenta con 482 poblaciones con el servicio público domiciliario de gas natural por red, para un total de 5.285.578 usuarios de los cuales el 95,1% corresponde al sector residencial, 1,5% al sector comercial y 3,4% al sector industrial.

GRÁFICA 9. ESTRATIFICACIÓN USUARIOS RESIDENCIAL



Fuente: empresas distribuidoras de gas natural.

Así mismo, es importante destacar que durante el periodo entre julio de 2008 y marzo de 2009, se conectaron al servicio de gas natural un total de 30 poblaciones, con un total de 38.978 nuevos usuarios.

TABLA 7. NUEVAS POBLACIONES CONECTADAS ENTRE JUNIO DE 2008 Y MARZO DE 2009

No.	POBLACIONES CON SERVICIO	DIVISIÓN POLÍTICO-ADMINISTRATIVA	DEPARTAMENTO	TOTAL USUARIOS GAS NATURAL
Alcanos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)				
1	Florencia	MUNICIPIO	CAQUETÁ	1.609
Gases de occidente S.A. E.S.P.				
2	Santander de	MUNICIPIO	CAUCA	7.141
3	Puerto Tejada	MUNICIPIO	CAUCA	6.885
4	Villarica	MUNICIPIO	CAUCA	1.814
Gases del Caribe				
5	Varela	CORREGIMIENTO	MAGDALENA	460
6	Manauere	MUNICIPIO	CESAR	179
Empresas Públicas de Medellín				
7	Barbosa	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	2.586
Madigas Ingenieros				
8	Guamal	MUNICIPIO	META	374
9	Castilla	MUNICIPIO	META	468
10	San Martín	MUNICIPIO	META	384
Surtigas				
11	Tuchín	MUNICIPIO	CÓRDOBA	181
Proviservicios				
12	El Peñón	MUNICIPIO	SANTANDER	285
INGEOBRA S.A E.S.P				
13	Algarrobo	MUNICIPIO	MAGDALENA	1.546
14	Chibolo	MUNICIPIO	MAGDALENA	1.851
15	Sabanas De San Ángel	MUNICIPIO	MAGDALENA	730
SURGAS S.A E.S.P				
16	Bruselas	CORREGIMIENTO	HUILA	
17	Guadalupe	MUNICIPIO	HUILA	1.057

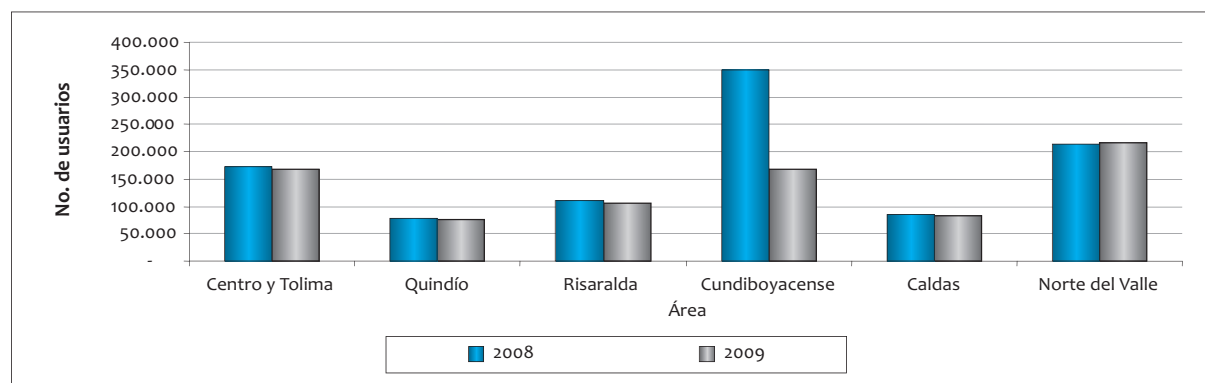
continúa

18	Altamira	MUNICIPIO	HUILA	583
19	Suaza	MUNICIPIO	HUILA	646
20	El Pital	MUNICIPIO	HUILA	977
21	Agrado	MUNICIPIO	HUILA	894
22	San Agustín	MUNICIPIO	HUILA	2.141
ENERCA S.A E.S.P				
23	Aguazul	MUNICIPIO	CASANARE	122
EDALGAS				
24	Puerto Berrío	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	4.067
25	Cisneros	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	600
26	Versalles	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	75
SERVINGAS				
27	Falan	MUNICIPIO	TOLIMA	268
28	Palocabildo	MUNICIPIO	TOLIMA	370
29	Casabianca	MUNICIPIO	TOLIMA	283
30	Villahermosa	MUNICIPIO	TOLIMA	402
TOTAL				38.978

6 ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS NATURAL

Para diciembre de 2008 el número de usuarios del servicio de gas natural domiciliario por red en las seis Áreas de Servicio Exclusivo llegó a 815.339. A marzo de 2009, se cuenta con un total de usuarios de 1.008.449, lo que representa un incremento del 24% para los tres primeros meses del año.

GRÁFICA 10. COMPARATIVO USUARIOS CONECTADOS AL SERVICIO DE GAS NATURAL ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO 2008 - 2009



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

7 FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO

7.1 PROYECTOS EN EJECUCIÓN FECF MME

Durante 2008 fueron aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, como nuevo administrador del Fondo Especial Cuota de Fomento, siete proyectos de conexiones, un proyecto de transporte y 10 proyectos de infraestructura de gas natural, los cuales se encuentran en ejecución y con los cuales se beneficiaran aproximadamente 296.000 nuevos usuarios en diferentes regiones del país.

Dentro de estos proyectos se destacan la extensión de la red a municipios como Tuchín, en el departamento de Córdoba, la construcción de infraestructura para la prestación del servicio de gas natural en los municipios de San Juan de Arama, Puerto Gaitán en el departamento del Meta, San José del Guaviare en el departamento de Guaviare, así como la construcción de infraestructura para la prestación del servicio de gas natural en los municipios de Ventaquemada, Turmequé, Nuevo Colón, Ramiriquí, Jenesano, Ciénega y Tibaná, en el departamento de Boyacá, la conexión a usuarios en los sectores de Agua Blanca, Siloé y Terron Colorado en el Valle del Cauca y la construcción del Gasoducto Cali - Popayán en el mismo departamento, proyecto que estará listo en enero de 2010.

TABLA 8. PROYECTOS EN EJECUCION FECF MME

No. CONVENIO	PROYECTO	EMPRESA	Fecha Suscripción	VR. TOTAL PROYECTO	VR. COFINANCIACIÓN FECF			
					2008	2009	2010	
1	51 de 2008	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA LA CABECERA MUNICIPAL DE CHIBOLO, MAGDALENA.	INGENIERÍA Y OBRA S.A. E.S.P.	10/09/2008	\$ 3.520.139.734	\$ 1.061.310.000	-	-
2	52 de 2008	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA LA CABECERA MUNICIPAL DE SABANAS DE ÁNGEL, MAGDALENA.	INGENIERÍA Y OBRA S.A. E.S.P.	10/09/2008	\$ 1.472.899.305	\$ 403.050.000	-	-
3	53 de 2008	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN, DESCOMPRESIÓN Y CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN EL MUNICIPIO DE ALGARROBO, MAGDALENA.	INGENIERÍA Y OBRA S.A. E.S.P.	10/09/2008	\$ 2.673.960.461	\$ 592.930.000	-	-
4	54 de 2008	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.	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 5.325.526.104	\$ 908.390.000	\$ 2.193.760.000	-
5	55 de 2008	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.	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 5.346.969.227	\$ 1.076.700.000	\$ 2.600.240.000	-
6	56 de 2008	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.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 1.846.687.678	\$ 277.680.000	\$ 670.600.000	-
7	57 de 2008	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, GUAVIARE.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 7.994.198.820	\$ 1.258.990.000	\$ 3.040.460.000	-
8	58 de 2008	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LAS VEREDAS APIAY Y BARCELONA, MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO, META.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 828.348.854	\$ 356.510.000	-	-
9	59 de 2008	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS UBICADOS EN LA CABECERA MUNICIPAL PUERTO GAITAN, META.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 2.976.636.917	\$ 325.080.000	\$ 785.060.000	-
10	60 de 2008	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN EL CORREGIMIENTO DE TUCHÍN, MUNICIPIO DE SAN ANDRÉS DE SOTAVENTO.	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	22/09/2008	\$ 1.747.411.031	\$ 200.040.000	\$ 483.100.000	-
11	71 de 2008	COFINANCIACIÓN DE CONEXIONES CON RECURSOS DEL FECF A ESTRATOS 1 y 2 EN EL MUNICIPIO DE SOACHA, MERCADO RELEVANTE DE GAS NATURAL ESP.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 2.249.960.000	\$ 564.160.000	\$ 412.700.000	\$ 1.273.100.000
12	72 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN BOGOTÁ Y MUNICIPIO DE SIBATÉ.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 7.375.290.000	\$ 1.849.290.000	\$ 1.352.820.000	\$ 4.173.180.000
13	73 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE ZIPAQUIRÁ, CHÍA, COGUA, CAJICÁ, UBATÉ, DUITAMA, TUNJA, CHIQUINQUIRA Y SOGAMOSO.	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 961.430.000	\$ 241.070.000	\$ 176.350.000	\$ 544.010.000
14	74 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE ARMENIA, CALARCA, CIRCASIA, FILANDIA, LA TEBADA, MONTENEGRO, QUIMBAYA y SALENTO.	GASES DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 1.424.110.000	\$ 357.080.000	\$ 261.220.000	\$ 805.810.000
15	75 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS DEL DISTRITO DE AGUABLANCA Y LOS BARRIOS TERRON COLORADO Y SILOÉ.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 2.519.490.000	\$ 631.740.000	\$ 462.140.000	\$ 1.425.610.000
16	77 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE PEREIRA, BALBOA, DOSQUEBRADAS, LA CELIA, LA VIRGINIA, MARSELLA.	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 1.966.884.932	\$ 493.180.000	\$ 360.780.000	\$ 1.112.924.932
17	78 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN CÚCUTA Y SU ÁREA METROPOLITANA.	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 1.108.620.000	\$ 277.950.000	\$ 203.390.000	\$ 627.280.000
18	99 de 2008	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN EL TRAMO CALI - POPAYÁN.	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P.	17/12/2008	\$ 27.009.463.338	\$ 7.686.500.000	\$ 3.409.508.390	-

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

Así mismo se relacionan a continuación los proyectos del Fondo Especial que se encuentran en ejecución y que fueron delegados a Ecogas por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 182311 del 11 de diciembre de 2008.

TABLA NO. 9 PROYECTOS EN EJECUCIÓN FECF E COGAS

No.	TIPO DE PROYECTO	REGIÓN	SOLICITANTE	VALORES EN MILLONES DE \$ COL			USUARIOS TOTAL	% DE AVANCE
				TOTAL	SOLICITADO AL FECF	FINANCIADO POR OTROS		
1	Conexión de Usuarios de Menores Recursos.	Varios en Bolívar, Córdoba, Sucre	Surtigas S.A. E.S.P.	25.789,39	6.994,39	18.795,00	71.887	74%
2	Redes de Distribución + Conexiones.	Puerto Berrío - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P. - Puerto Berrío	8.258,32	1.569,17	6.689,16	8.079	74%
3	Redes de Distribución + Conexiones.	Cisneros - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P. - Cisneros	2.778,56	525,50	2.253,05	2.223	66%
4	Conexión de Usuarios de Menores Recursos.	Varios en Atlántico y Magdalena	Gases del Caribe S.A. E.S.P.	26.687,70	7.086,67	19.601,03	74.473	65%
5	Sistema de Distribución + Conexiones.	Pitalito y Timaná - Huila	Surgas S.A. E.S.P.	25.460,93	7.307,14	18.153,79	15.636	88%
6	Sistema de Distribución + Conexiones.	Bosconia - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	6.848,47	2.638,40	4.210,07	4.400	93%
7	Conexión de Usuarios de Menores Recursos.	Andalucía, Ansermo, Buga, Bugalagrande y otros, Valle del Cauca	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	30.812,25	6.501,96	24.310,30	85.828	45%
8	Conexión de Usuarios de Menores Recursos.	Manizales, Villamaría, Chinchiná, Palestina y Neira (Caldas)	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	4.996,52	980,60	4.015,93	12.795	89%
9	Redes de Distribución + Conexiones.	San José de Nus - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P.	699,70	180,60	519,10	646	61%
10	Redes de Distribución + Conexiones.	El Copey - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	4.491,79	1.465,16	3.026,63	2.685	85%
11	Redes de Distribución + Conexiones.	El Paso - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	4.709,54	1.734,42	2.975,12	2.773	82%
12	Redes de distribución.	San Martín - Cesar	Gas Nacer S.A. E.S.P.	2.724,01	1.323,17	1.400,84	1.198	91%
13	Redes de Distribución + Conexiones	El Peñón - Santander	Proviservicios S.A. E.S.P.	773,04	433,76	339,28	433	97%

Fuente: Ecogas.

8 FONDO NACIONAL DE REGALÍAS



Durante 2008, a través de los recursos del Fondo Nacional de Regalías fueron aprobados 12 proyectos, con los cuales se beneficiarán 97.562 nuevos usuarios del servicio de gas combustible por red. Dentro de éstos es importante destacar el proyecto de masificación de GLP por redes para el municipio de Cimitarra - Santander, proyecto de gas natural para los municipios de Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza y Guateque, la construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario para los municipios de El Dorado, Puerto Concordia, Puerto Rico, Cubarral y Puerto Lleras en el departamento del Meta.

TABLA 10. PROYECTOS APROBADOS DURANTE 2008

PROYECTOS FINANCIADOS CON RECURSOS DEL FNR							
No.	MES/AÑO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	BENEFICIARIOS	VALOR TOTAL DEL PROYECTO	VALOR COFINANCIADO CON RECURSOS DEL FNR	ACTA APROBACIÓN CAR
1	Dic-08	SUCRE	LA UNIÓN	1.723	\$ 5.276.019.210	\$ 3.391.725.550	Acta 30 del 12/12/2008
2		SANTANDER	CIMITARRA	3.541	\$ 6.131.290.600	\$ 2.734.772.170	Acta 30 del 12/12/2008
3	Sep-08	CALDAS	MARQUETALIA Y PENSILVANIA	4.965	\$ 12.437.499.027	\$ 5.994.555.960	Acta 26 del 12/09/2008
4		BOYACÁ	GARAGOA, TENZA, LA CAPILLA, SUTATENZA Y GUATEQUE	7.242	\$ 18.609.109.934	\$ 9.843.261.170	Acta 26 del 12/09/2008
5	Jun-08	META	PUERTO CONCORDIA	334	\$ 1.599.348.504	\$ 786.932.900	Acta 25 del 20/06/2008
6			EL CASTILLO	361	\$ 1.686.275.828	\$ 806.957.090	Acta 25 del 20/06/2008
7			EL DORADO	301	\$ 1.376.373.675	\$ 759.664.160	Acta 25 del 20/06/2008
8			PUERTO RICO	683	\$ 2.120.097.947	\$ 991.793.250	Acta 25 del 20/06/2008
9			CUBARRAL	602	\$ 1.843.617.674	\$ 1.843.617.660	Acta 25 del 20/06/2008
10			PUERTO LLERAS	807	\$ 2.069.749.193	\$ 1.073.518.990	Acta 25 del 20/06/2008
11		SANTANDER	EL PLAYÓN	1.283	\$ 2.669.582.452	\$ 1.403.402.930	Acta 25 del 20/06/2008
12		CUNDINAMARCA	SUBACHOQUE	1.621	\$ 2.870.867.133	\$ 2.870.867.130	Acta 25 del 20/06/2008

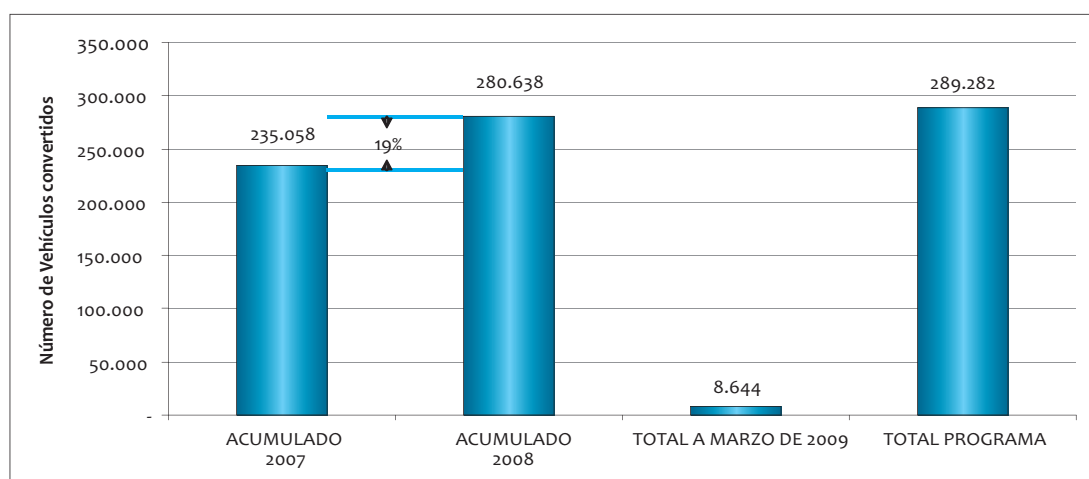
Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

Para el 2009, 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.

9 GAS NATURAL VEHICULAR

Durante todo el programa de conversión de vehículos a gas natural, se han convertido un total de 289.282 vehículos, de los cuales 45.580 lo hicieron durante el 2008, lo que representa un 16% del total de programa y entre enero a abril de 2009 8.644 nuevos vehículos en todo el país.

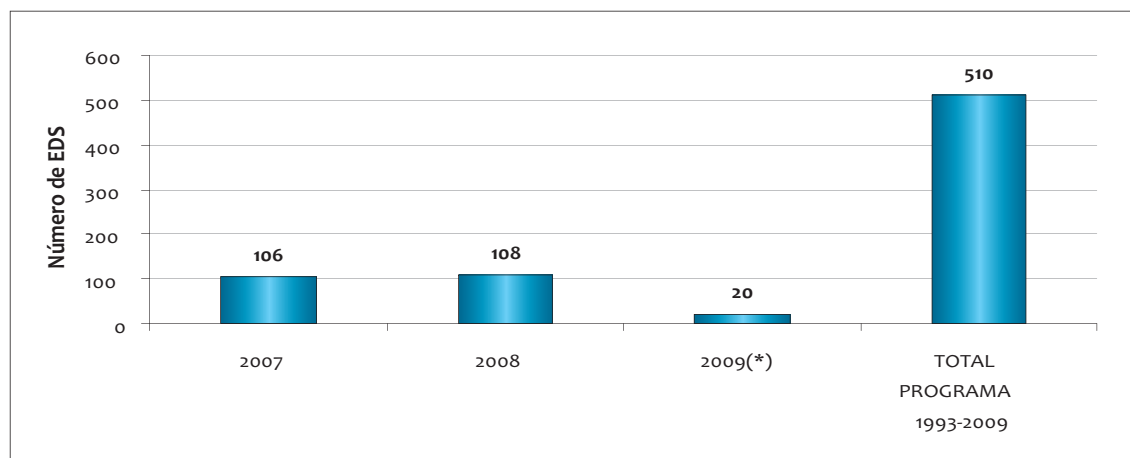
GRÁFICA 11. VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL



Fuente: Organismos certificadores, consolida: Ministerio de Minas y Energía.

Al terminar el 2008, el país contaba con un total de 490 estaciones de servicio en todo el país. En los tres primeros meses de 2009 se han construido otras 20 estaciones, para un total de 510.

GRÁFICA 12. ESTACIONES DE SERVICIO DE GAS NATURAL



Fuente: Empresas comercializadoras de GNV.

(*) Enero a mayo de 2009.

10 NUEVOS PROYECTOS DEL SECTOR GAS COMBUSTIBLE

10.1 ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS COMBUSTIBLE

En atención a lo establecido en los numerales 3.6 y 4.2 del artículo 6 de la Ley del Plan de Desarrollo y de acuerdo a las facultades establecidas en los artículos 40 y 174 de la ley 142, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con el Departamento Nacional de Planeación, ha contratado una consultoría para la estructuración técnica, legal y financiera de concesiones de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio de gas combustible (gas natural, gas natural comprimido y/o gas licuado de petróleo), en el que se contemplan los municipios que a la fecha no cuentan con el servicio de gas domiciliario por redes en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Cundinamarca, Santander, Norte de Santander, Cauca, Nariño, así como el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Esta consultoría comenzó el 14 de noviembre de 2008 y se desarrollará en tres fases que contemplan la identificación, viabilización financiera, legal y técnica y la adjudicación de nuevas áreas de servicio exclusivo.

10.2 CAMBIO DE ESQUEMA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GLP

El artículo 62 de la Ley 1151 de 2007, establece que la Comisión de Regulación de Energía y Gas debe introducir un esquema de responsabilidad de marca en cilindros de propiedad de los distribuidores que haga posible identificar el prestador del servicio público de GLP, el cual deberá responder por la calidad y seguridad del combustible distribuido.

Considerando esta nueva condición en la prestación del servicio, la CREG, a través de la Resolución 023 de 2008 adoptó el Marco Regulatorio de Distribución y Comercialización Minorista, que contiene las reglas aplicables para estas actividades, incluyendo las relativas al intercambio y la utilización de cilindros.

Adicionalmente, fija un periodo de tiempo denominado "Periodo de Transición", durante el cual, el servicio se prestará a través de dos tipos de activos: los cilindros del parque universal actualmente en servicio que deberán sustituirse paulatinamente y los cilindros de propiedad de los distribuidores, que entrarán gradualmente en servicio y que se identificarán por contar con una marca indeleble con el símbolo del programa y la marca del distribuidor.

De igual forma, la CREG, mediante la Resolución 045 de 2008 definió las reglas, obligaciones y responsabilidades de todos los agentes que intervienen durante el periodo de transición y precisa claramente la duración de dicho

periodo hasta el 31 de diciembre de 2010, con el objetivo final de garantizar la sustitución del parque universal propiedad de los usuarios, por un nuevo parque de cilindros marcados propiedad de los distribuidores.

En ese sentido, el Comité Fiduciario de GLP, adelantó la contratación de la interventoría del nuevo esquema, así como la contratación de una agencia de servicios publicitarios que se encargará de la campaña de comunicación a los usuarios y autoridades y está en el proceso de selección del contratista para la realización del diagnóstico de tanques estacionarios de GLP.

Todo este cambio de esquema en la prestación del servicio público domiciliarios de GLP ha exigido la revisión de la Reglamentación Técnica de fabricación de cilindros, así como la expedición de un nuevo Reglamento Técnico de plantas de envasado, que busca la certificación del 100% de las plantas que prestan este servicio, con organismos acreditados por la Superintendencia de Industria y Comercio.

11 ASPECTOS REGULATORIOS Y/O REGLAMENTARIOS DE GAS NATURAL

11.1 INSTRUMENTOS PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO NACIONAL DE GAS NATURAL

El Ministerio de Minas y Energía, como responsable del abastecimiento nacional de gas natural, viene adoptando medidas para su aseguramiento en el corto, mediano y largo plazo. Entre éstas, se encuentra la expedición del Decreto 2687 de 2008, modificado por el Decreto 4670 de 2008.

Dicha reglamentación tiene por objeto asegurar la priorización de la atención de la demanda interna sobre las exportaciones, conocer la disponibilidad de gas natural a ser ofrecida por los agentes en el mediano plazo, exigir la certificación de las reservas probadas de gas natural y establecer un procedimiento de comercialización para los campos con precio regulado y precio libre.

Así mismo, en este decreto se asigna a la CREG la definición de un procedimiento de comercialización de la producción disponible para ofertar en firme, declarada por los productores y productores – comercializadores, al Ministerio de Minas y Energía.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión hizo público mediante la Resolución CREG 088 de 2008, el procedimiento de comercialización de gas natural y expidió en la Resolución CREG 095 de 2008 el procedimiento definitivo. El esquema tiene por objeto la asignación eficiente del gas natural y la formación de un precio que reconozca el costo de oportunidad del recurso.

En general, la Resolución CREG 095 establece que para la comercialización de la Producción Disponible para Ofertar en Firme, PDOF, de gas natural de campos con precios libres, se deberá realizar un balance entre la oferta y las solicitudes de compra, con el fin de determinar si ésta es superior o inferior a la oferta. Si las solicitudes de compra son superiores a la PDOF se deberá realizar una subasta única de todos los productores que tengan PDOF, de lo contrario los productores podrán realizar negociaciones bilaterales.

Para la comercialización de la PDOF de gas natural de campos con precios regulados, se debe seguir el procedimiento definido en el Decreto 2687 de 2008.

Adicionalmente, fueron recibidas las declaraciones de producción por parte de los agentes, las cuales fueron publicadas en la página web del Ministerio de Minas y Energía mediante resoluciones 181532 de 2008, 180261 y 180533 de 2009.

11.2 TRANSPORTE DE GAS

Mediante la Resolución 087 de 2007, la GREC puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán estudios para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural, para el siguiente periodo tarifario. También se sometió a consulta una propuesta tendiente a establecer un mecanismo

regulatorio, que permita realizar expansiones en transporte de gas por parte de cualquier agente del mercado. Esta consulta se adoptó mediante la Resolución CREG 028 de 2008.

Mediante la Resolución CREG 137 de 2008, se sometió a consulta la metodología para determinar el costo de capital y el tipo de moneda asociada a cargos fijos y variables, para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente periodo tarifario. Así mismo, mediante la Resolución CREG 022 del 9 de marzo de 2009 se ordenó publicar el proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte.”

Estos proyectos de resolución recogen los análisis y estudios realizados en virtud de las bases propuestas en la Resolución CREG 087 de 2007 y del mecanismo de expansión propuesto en la Resolución CREG 028 de 2008. La propuesta regulatoria para remunerar la actividad de transporte será sometida al proceso de consultas públicas que trata el Decreto 2696 de 2004.

11.3 MODIFICACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN AL RUT

En 2008 se adoptó la modificación y complementación de algunas disposiciones del RUT, de acuerdo con propuesta presentada por el Consejo Nacional de Operación de Gas. Esta modificación se adoptó mediante la Resolución CREG 041 de 2008. El objeto de esta regulación es actualizar el Reglamento Único de Transporte, RUT, acorde con los avances de la industria en aspectos técnicos y comerciales.

En 2008, mediante la Resolución CREG 033 de 2008, se amplió el período de transición para hacer exigible el Punto de Rocío de Hidrocarburos incorporado al RUT según la Resolución CREG 054 de 2007. El objeto de esta transición es permitir que los productores de gas adecuen sus sistemas de producción para que el gas que se inyecte al Sistema Nacional de Transporte cumpla con el Punto de Rocío de Hidrocarburos, PRH exigido.

Mediante la Resolución CREG 077 de 2008 se modificó el numeral 4.6.2 del RUT, relacionado con órdenes operacionales en estado de emergencia del sistema de transporte, de acuerdo con la propuesta sometida a consulta mediante la Resolución CREG 023 de 2006. El objeto de esta modificación es asignar responsabilidades a los agentes en caso de emergencias en el sistema de transporte.

11.4 SUBASTA DE CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA DE TGI

Se aprobaron términos y condiciones para subastar Capacidad Disponible Primaria, CDP en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja por parte de la empresa TGI S.A. E.S.P., Resolución 043 de 2008.

11.5 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

En noviembre de 2008, se expidió la Resolución CREG 136 de 2008, en donde se hace un diagnóstico sobre el periodo tarifario vigente, se tienen en cuenta los comentarios de la industria sobre la aplicación de la Resolución CREG 011 de 2003 y se definen las bases metodológicas que se van a tener en cuenta para la definición de la metodología tarifaria para el siguiente periodo tarifario.

11.6 SOLICITUDES TARIFARIAS

Durante el 2008 y lo que va de 2009, la CREG aprobó diferentes solicitudes de cargos de distribución y comercialización para GLP por redes, gas natural y gas natural comprimido. Se aprobó Cargo Promedio de Distribución y Cargo Máximo Base de Comercialización de gas natural para las siguientes poblaciones:

TABLA 11. APROBACIONES TARIFARIAS CREG 2008

POBLACIÓN	DEPARTAMENTO	USUARIOS POTENCIALES
Popayán y Piendamó	Cauca	52.251
Piendamó		
Santander de Quilichao	Cauca	14.518
Puerto Tejada		
Villa Rica		
Ocaña	Norte de Santander	18.154
Barranca de Upía	Meta	650
El Peñón	Santander	527
San Roque	Antioquia	684
Astrea	Cesar	1.926
Páez	Boyacá	1.226
Berbeo		
San Eduardo		
Zetaquirá		
Chimichagua	Cesar	2.232
El Paso	Cesar	1.706
Nueva Granada	Magdalena	1.245
Valle de San Juan	Tolima	841
San Agustín	Huila	2.583
Carmen de Viboral	Antioquia	5.572
Florencia	Caquetá	22.403
La Ceja del Tambo	Antioquia	5.614

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

TABLA 12. APROBACIONES TARIFARIAS CREG 2009

MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	USUARIOS POTENCIALES
Cotorra	Córdoba	1.404
La Unión	Sucre	1.233
Curití	Santander	1.294
Páramo		
Villanueva		

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

12 GAS LICUADO DE PETRÓLEO



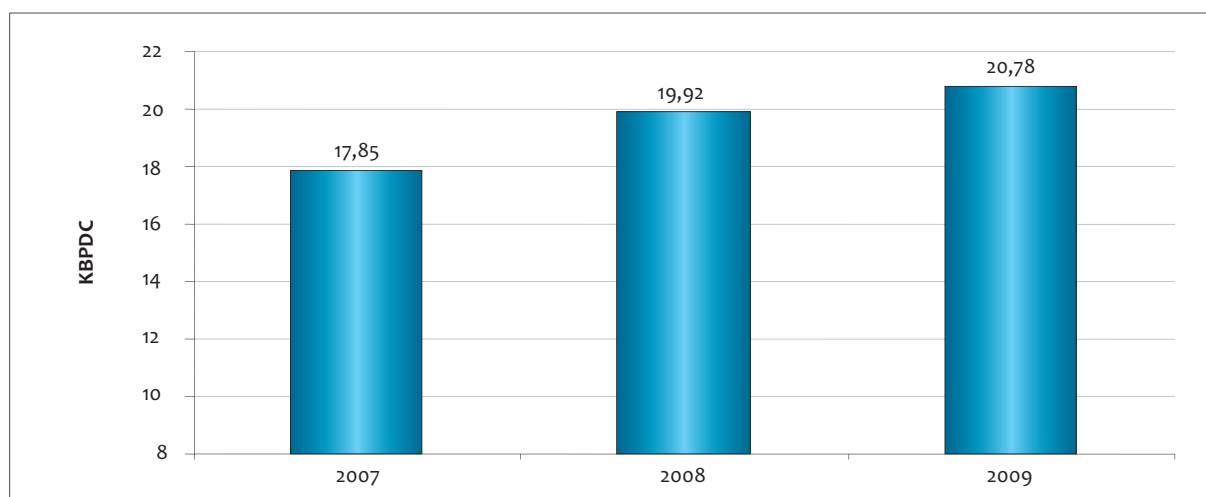
12.1 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GLP

Durante 2008, la producción de Gas Licuado de Petróleo, GLP, alcanzó un promedio de 19,92 KBPDC¹⁴, lo que representa un incremento del 12% frente a la cantidad producida el año inmediatamente anterior. Durante 2009¹⁵, la producción de este combustible alcanza un promedio de 20,78 KBPDC, tal como se presenta a continuación:

¹⁴ Miles de barriles por día calendario.

¹⁵ De enero a marzo de 2009.

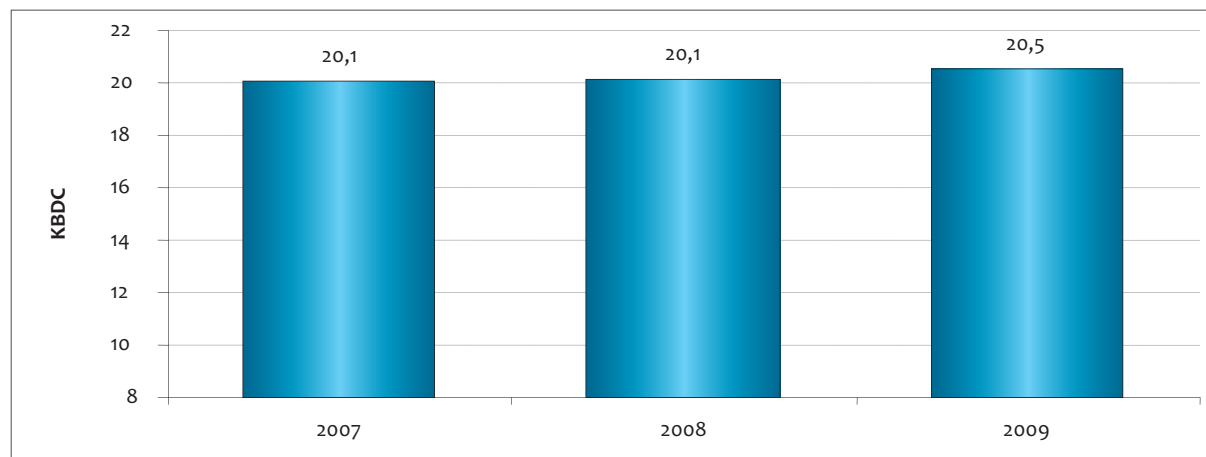
GRÁFICA 13. PRODUCCIÓN DE GLP



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Así mismo, el consumo de este combustible ha mantenido una tendencia similar durante el 2008 y lo que va corrido de 2009.

GRÁFICA 14. CONSUMO DE GLP



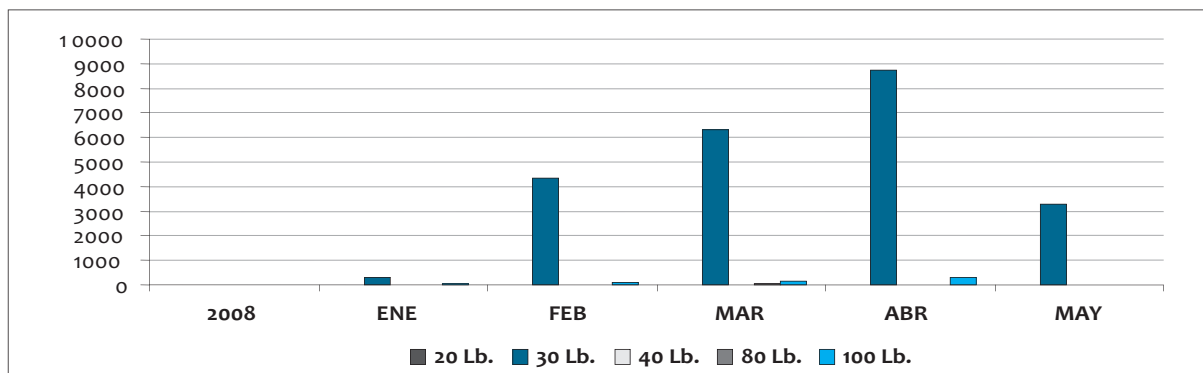
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.



12.2 ESQUEMA DE MARCACIÓN DE CILINDROS

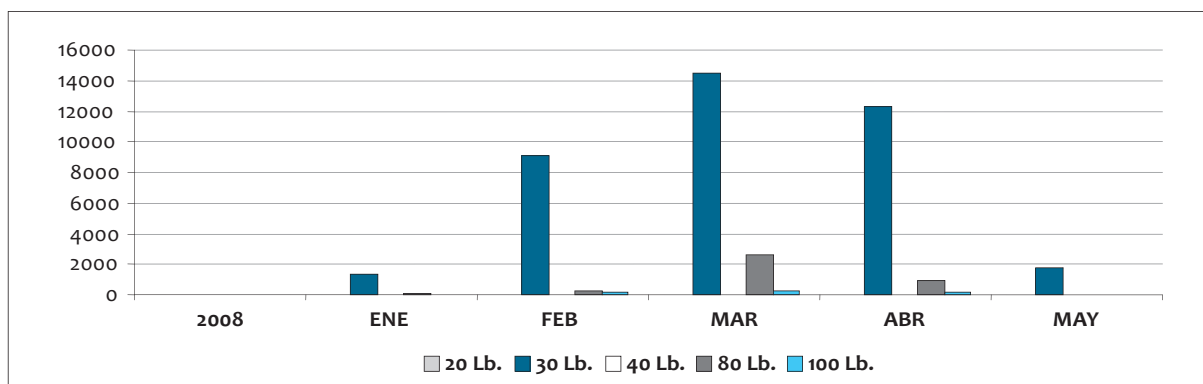
Dentro del nuevo esquema de cambio de propiedad de cilindros, a través del Comité Fiduciario de GLP se viene adelantando el proceso de revisión, adecuación y marcación de cilindros, actividad que a la fecha arroja los siguientes resultados:

GRÁFICA 15. CILINDROS ADECUADOS



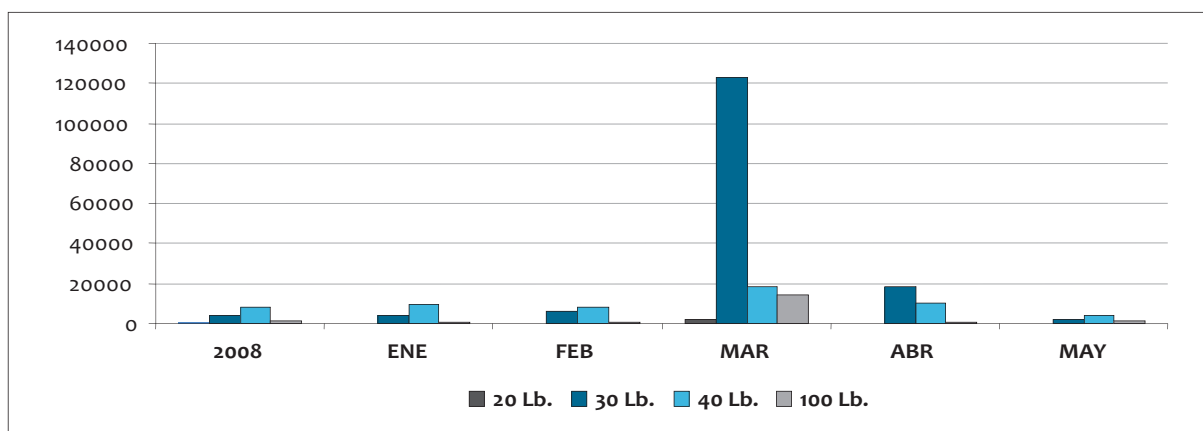
Fuente: Comité Fiduciario.

GRÁFICA 16. CILINDROS CLASIFICADOS



Fuente: Comité Fiduciario.

GRÁFICA 17. CILINDROS NUEVOS



Fuente: Comité Fiduciario.

13 ASPECTOS REGULATORIOS DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO, GLP, 2008 - 2009

13.1 MARCO REGULATORIO DE COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA

Mediante la Resolución 059 de 2008, la CREG definió el alcance de las responsabilidades de los comercializadores mayoristas a distribuidores en relación a la obligatoriedad de respaldar las ventas de GLP de comercializadores por medio de contratos que garanticen la prestación del servicio en forma eficiente, continua, ininterrumpida y segura, evitando privilegios y discriminaciones injustificados y prácticas que tengan la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia.

13.2 MARCO REGULATORIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

Luego de un proceso de consulta pública, en abril de 2008, la CREG expidió la Resolución CREG 023 de 2008, que contenía el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo. Este nuevo reglamento, además de definir todas las condiciones para la operación, bajo el nuevo esquema de responsabilidad de marca en los cilindros, replanteó todos los requisitos, obligaciones y responsabilidades de distribuidores y/o comercializadores minoristas buscando brindar el entorno normativo para alcanzar la formalización de esta industria.

Por otra parte, dado que el proceso de transición de un esquema a otro implicaba cambios fundamentales en la forma tradicional de operación de la industria, mediante Resolución CREG 045 de 2008, la CREG estableció la regulación aplicable a la transición, con el fin de permitir a todas las empresas existentes su adaptación al nuevo esquema.

13.3 MARCO TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

El nuevo marco regulatorio aplicable a las actividades de distribución y comercialización minorista, requirió una revisión general de la metodología de remuneración de estas actividades para garantizar que las empresas estuviesen en la capacidad de afrontar los cambios regulatorios y las inversiones que éstos requerían. Para el efecto, luego de un proceso de consulta pública y la celebración de las respectivas audiencias públicas, mediante Resolución CREG 001 de 2009, se expidió la regulación correspondiente, la cual adoptó una metodología tarifaria basada en la libertad vigilada.

13.4 MARCO REGULATORIO Y TARIFARIO PARA EL TRANSPORTE DE GLP AL ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA

A fin de garantizar la confiabilidad del suministro de GLP al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, mediante resolución CREG 073 de 2008, se sometió a consulta pública una propuesta metodológica para determinar la remuneración de la actividad de transporte de GLP desde el continente hasta el archipiélago, bajo unas exigencias técnicas mínimas para garantizar además la seguridad de la actividad.

13.5 MARCO REGULATORIO Y TARIFARIO DE TRANSPORTE DE GLP POR DUCTOS

Mediante Resolución CREG 112 de 2008 y luego de un proceso de consulta pública, se estableció la metodología con base en la cual se remunerará la actividad de transporte de GLP por ductos, involucrando criterios para garantizar la expansión de la infraestructura.

Por otra parte, la CREG viene preparando un proyecto regulatorio tendiente a facilitar el libre acceso a las redes de infraestructura por parte del transportador con base en diferentes propuestas que ya han sido sometidas a consulta pública mediante Resolución CREG 087 de 2008.