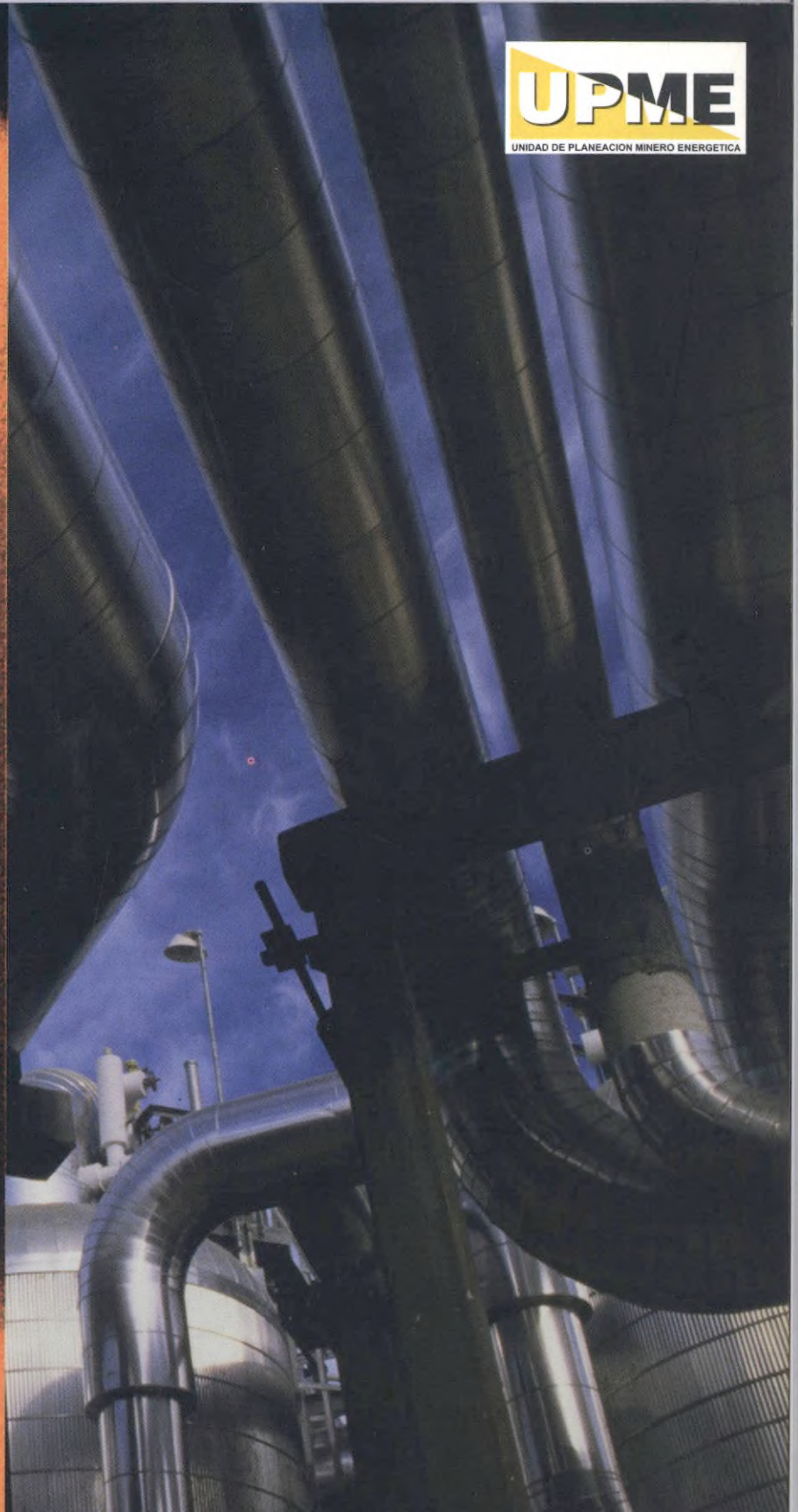
La Cadena del Gas Natural en Colombia

VERSION 2000 2001



UPME

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA

LA CADENA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

2000 / 2001

Director General UPME
Julián Villarruel Toro

Coordinación
Unidad de Planeación Minero Energética
UPME

Coordinador Hidrocarburos
Camilo Torres T.

Colaboradores
Carlos M. Cerón
Enrique Garzón
Ana Gimena Hernández
Jorge Pinto
Oscar Urrea

Impreso por
Gráficas Ducal Ltda.

LA CADENA DEL GAS NATURAL

Versión 2000 - 2001

CONTENIDO

PRESENTACION

La Unidad de Planeación Minero-Energética -**UPME**- consciente de la importancia de contar con información estructurada, organizada y oportuna, para los diferentes agentes del sector energético, presenta una nueva versión del libro de la Cadena del Gas Natural en Colombia, versión 2000 / 2001.

Esta nueva edición pretende hacer una presentación mejorada de los aspectos tanto del *Upstream* como del *Downstream* de la industria del Gas Natural, así como de los aspectos regulatorios; además de hacer una revisión de las tendencias internacionales en el uso del gas.

En el caso del *Upstream* se presenta la legislación vigente, exploración, reservas, producción y suministro. En el Downstream se abarcan los temas de demanda, transporte, distribución y Gas Natural Vehícular -**GNV**-.

Como novedad se introduce un capítulo denominado «**Gas Natural y El Sector Eléctrico**», que describe los principales aspectos de la interacción de estos dos sectores, sin desconocer que a este respecto es necesario avanzar más; adicionalmente se incluye un capítulo denominado «**Retos**» que pretende mostrar desde la óptica de la **UPME**, los principales temas que aún quedan por resolver en el sector.

Finalmente se incluye un anexo estadístico con información histórica de reservas, producción, suministro, consumo, precios en boca de pozo, instalaciones, Gas Natural Vehícular -**GNV**- e infraestructura de transporte.

Se espera que todos sus lectores encuentren valioso e interesante su contenido.

Entorno Internacional 1

1. ENTORNO INTERNACIONAL

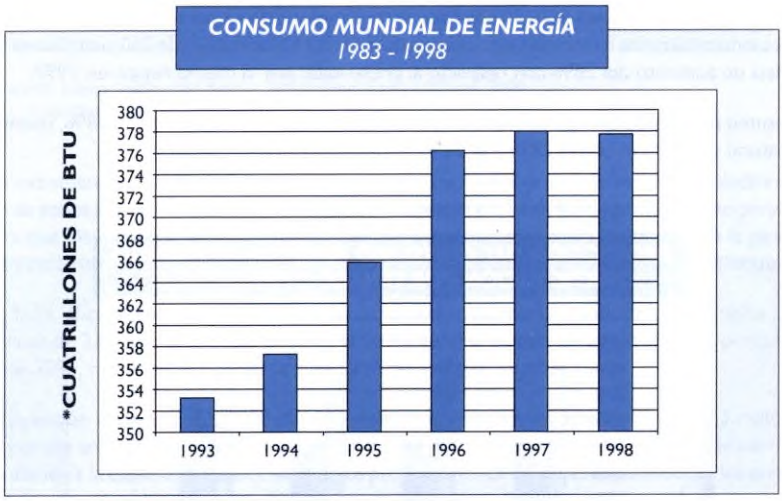
El negocio del petróleo y del gas juega un papel importante no sólo en la economía mundial y de cada país, sino que además el desarrollo de uno u otro hidrocarburo en cada una de las actividades que conforman su cadena, hace imprescindible observar su comportamiento con respecto al resto del mundo y con su entorno más cercano – regionalmente -.

Es así como éste capítulo muestra el consumo de gas natural en el ámbito mundial, y su posición con respecto a otros energéticos como el crudo y el carbón, entre otros. Además, presenta las reservas y producción de gas natural en el mundo, junto con algunas perspectivas para Latinoamérica.

1.1. Consumo de Energía

De acuerdo a las cifras presentadas por la *Energy Information Agency*, el consumo mundial de energía durante 1998 fue de 378 cuatrillones de BTU, presentando una disminución de 0.8% con respecto al año inmediatamente anterior.

Gráfica 1.1: Consumo Mundial de Energía



Fuente: *Energy Information Administration*

Según las proyecciones realizadas por la *Energy Information Agency, en su International Energy Outlook 2000 - IEO2000* - el consumo mundial de energía se incrementará un 60% sobre un periodo de proyección de 23 años (1997 – 2020) desde 380 cuatrillones[1] de BTU en 1997 hasta 608 cuatrillones de BTU en el 2020.

Las proyecciones realizadas reflejan varios de los acontecimientos presentados durante 1999 como por ejemplo, los cambios a corto plazo en los mercados petroleros mundiales, el inicio del fuerte recobro de las economías del Sudeste de Asia, y la restauración económica más rápida de lo esperada en la Comunidad de Estados Independientes (FSU[2]). Todos éstos han influenciado la proyección a mediano plazo de los mercados energéticos mundiales.

[1] *Cuatrillón: Unidad seguida de 15 ceros.*
[2] *FSU: Former Soviet Union.*

Cuadro 1.1: Consumo Mundial de Energía

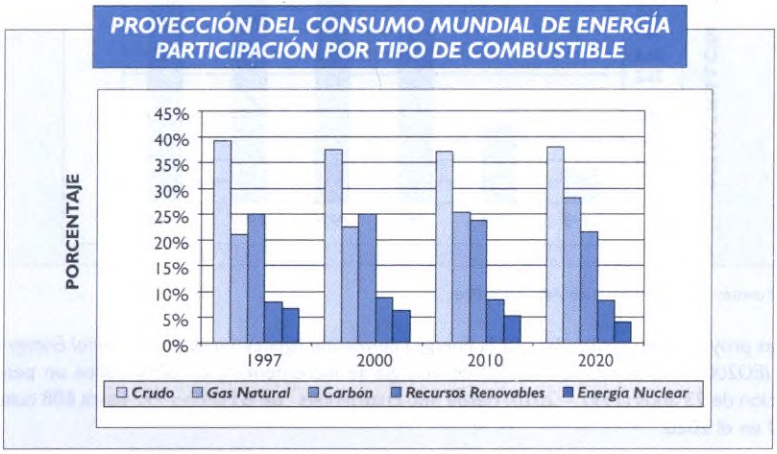
CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA (Cuatrillones de BTU)				
Región	**1990**	**1997**	**2010**	**2020**
Países Industrializados	182,80	203,70	238,70	259,90
Europa Oriental y Comunidad de Estados Independientes	76,40	53,30	63,00	75,70
En Desarrollo:				
Asia	51,40	75,30	126,40	172,80
Oriente Medio	13,10	17,90	26,20	34,30
Africa	9,30	11,40	15,80	20,60
América Central y Sur América	13,70	18,30	30,10	44,70
Total Países en Desarrollo	87,50	122,90	198,50	272,20
TOTAL MUNDO	**346,70**	**379,90**	**500,20**	**607,80**

Fuente: Historia: EIA, International Energy Annual, 1997, DOE EIA - 0219 (97) (Washington, DC. Abril 1999). Proyecciones: EIA, Sistema de Proyección Mundial de Energía (2000).

En el periodo de análisis, el mayor crecimiento en el consumo de energía, 144%, lo presenta la Región de América Central y América del Sur (que hace parte del grupo de países en desarrollo). De otro lado los países industrializados muestran un consumo de energía en el año 2020 de 260 cuatrillones de BTU que refleja un aumento del 28% con respecto al presentado por la misma región en 1997.

Del consumo mundial de energía proyectado para el 2020 el crudo participa con el 38%, mientras que el gas natural y el carbón con el 28% y el 22% respectivamente.

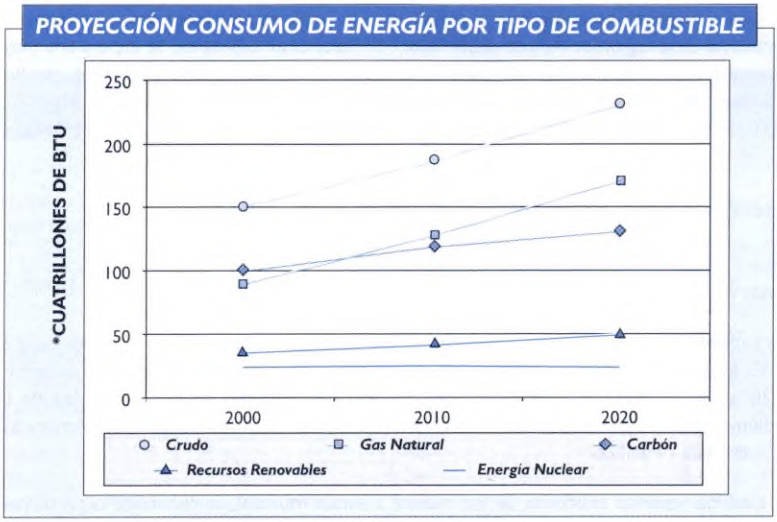
Gráfica 1.2: Proyección de Consumo Mundial Energía



Fuente: *Energy Information Agency. International Energy Outlook 2000*

En las proyecciones realizadas IEO2000, con respecto a la participación por tipo de combustible en el consumo mundial se reconoce al gas natural como el combustible que presenta la mayor tasa de crecimiento (114%) en el horizonte de análisis 1997-2020, pasando de un consumo en 1997 de 80 cuadrillones de BTU, a 171 cuadrillones en el año 2020.

Gráfica 1.3: Proyección Consumo Mundial Combustibles



Fuente: *Energy Information Agency. International Energy Outlook 2000*
* *1 Cuadrillón = 10^{15}*

El mayor incremento que se contabiliza en el consumo de gas natural es para generación de electricidad. En la región de países industrializados el consumo de este combustible tiene el mayor incremento proyectado. Se espera que los incrementos en el uso del gas natural en los países en desarrollo suplan la generación eléctrica y otros usos como el abastecimiento de gas para las ciudades y combustible para la industria.

De otro lado, el crudo permanecerá como el combustible de mayor consumo en el ámbito mundial con un valor de 231 cuatrillones de BTU en el 2020, aunque su tasa de variación en el periodo 1997 – 2020 de 55%, no es tan alta como la presentada por el gas natural.

En la proyección realizada, IEO2000, la demanda de crudo alcanza alrededor de 113 millones de barriles por día en el 2020, lo que requeriría un incremento alrededor de 40 millones de barriles por día con relación a la capacidad actual. Mientras los productores OPEP están esperando ser los principales beneficiarios de tales requerimientos en el incremento de producción, la oferta de crudo no OPEP espera permanecer competitiva con los principales ascensos en la producción de recursos costa fuera, especialmente de la cuenca del Caspio y la zona de aguas profundas de Africa Occidental.

En el caso de referencia IEO2000, la participación del carbón en el consumo total de energía cae ligeramente desde un 25% en 1997 a un 22% en el 2020. Esta participación histórica se ha mantenido debido a que los grandes incrementos en el uso de energía son proyectados para los países en desarrollo de Asia, donde el carbón continúa dominando varios mercados internacionales de combustibles. En el ámbito mundial el carbón continuará como la principal fuente combustible para la generación de electricidad.

Con relación a la energía nuclear en el horizonte de análisis 1997-2020, el uso de la misma está proyectado a decrecer un 39%. La participación de este combustible en el año 2020 es del 4% (24.80 cuatrillones de BTU). En el caso de referencia IEO2000, la capacidad mundial nuclear está proyectada a incrementarse hasta 368 GV en el 2010, después empieza a declinar, cayendo a 303 GV en el 2020. Los planes agresivos para expandir la capacidad nuclear, principalmente en el Lejano Oriente, guiaron el crecimiento en el corto plazo, pero el retiro de plantas en los Estados Unidos y otros países, excedieron todas las adiciones mundiales, produciendo una declinación posterior en la proyección.

El modesto crecimiento en la energía renovable continuará durante el periodo de proyección, manteniendo una participación del 8% del consumo total de energía. La mayor parte del incremento se espera de proyectos hidroeléctricos a gran escala que están planeados o en construcción, particularmente en la región de Asia en desarrollo. Por razones ambientales, se espera una mayor tasa de crecimiento para fuentes de energía alternativa renovable – notablemente, el viento – en los países industrializados. En adición, en países en desarrollo tales como China y Brasil, se espera que los recursos renovables sean usados en poblaciones rurales que no tienen acceso a la red eléctrica nacional.

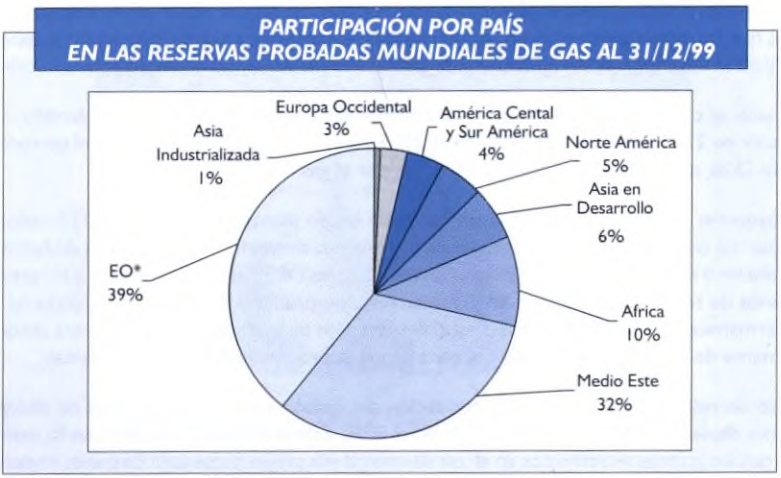
1.2 Reservas y Producción de Gas Natural en el Mundo

1.2.1 Reservas Mundiales

Oil & Gas Journal estimó las reservas mundiales probadas de gas natural al 1° de enero del año 2000 en 5,146 TPC, lo que representa un incremento de 1.5 TPC sobre el estimado del año anterior. En los últimos 20 años, las reservas estimadas han crecido rápidamente en la Comunidad de Estados Independientes y en los países en desarrollo en el Oriente Medio, América Central y América del Sur, y la región de Asia - Pacífico.

Sobre el total de reservas probadas de gas natural a escala mundial, se reconoce la participación de Europa Oriental y la Comunidad de Estados Independientes con una participación del 39% sobre el porcentaje total mundial (2,007 TPC), y en segundo lugar la región del Oriente Medio con el 32% de ellas (1,647 TPC).

Gráfica 1.4: Reservas Mundiales de Gas, Región



Fuente: *Energy Information Administration*

Los principales incrementos en las reservas, durante 1999, fueron de aproximadamente 4 TPC para la región de Asia – Pacífico, y más de 33 TPC para Africa, principalmente Argelia y Egipto. Sin embargo, en contraposición a éstos descubrimientos, se reportaron decrecimientos en las reservas en otras regiones.

El reporte de México muestra una importante declinación de las reservas, más del 50% (de 63 TPC en 1998 a 30 TPC en 1999); en Estados Unidos y Europa Occidental también declinaron en 3 y 2 TPC respectivamente.

Al nivel de países, después de la participación de la Federación Rusa sobre las reservas mundiales (33%) le sigue en orden de importancia Irán, Qatar, Emiratos Arabes Unidos y Arabia Saudita.

Cuadro 1.2: Reservas Mundiales de Gas 1999

PRINCIPALES RESERVAS DE GAS NATURAL 31/12/99		
Región	**Reservas (TPC)**	**% del Total**
Mundo	5,146	100,00%
25 Principales Países	4,764	92,58%
Resto del Mundo	382	7,42%
Reservas de Algunos Países		
Federación Rusa	1,700	33,04%
Irán	812	15,78%
Qatar	300	5,83%
Emiratos Árabes Unidos	212	4,12%
Arabia Saudita	204	3,96%
Estados Unidos	164	3,19%
Algeria	160	3,11%
Venezuela	143	2,78%
Nigeria	124	2,41%
Iraq	110	2,14%
Turkmenistan	101	1,96%
Malasya	82	1,59%
Indonesia	72	1,40%
Uzbekistan	66	1,28%
Kazakhstan	65	1,26%
Canadá	64	1,24%
Holanda	63	1,22%
Kuwait	52	1,01%
China	48	0,93%
Libia	46	0,89%
Australia	45	0,87%
Noruega	41	0,80%
Egipto	32	0,62%
México	30	0,58%
Omán	28	0,54%
TOTAL	**4,764**	**92,58%**

Fuente: *Energy Information Administration*

La relación reservas/producción excede los 100 años en el Oriente Medio y Africa, y la próxima más cercana está en la Comunidad de Estados Independientes con 83.4 años. América Central y América del Sur también tienen una relación alta (71.5 años), pero en Norte América y Europa, éstas son relativamente bajas, 11.4 y 18.3 años respectivamente.

Los países en la región de América del Sur, que se destacan por su nivel de reservas son Venezuela y Argentina, que al 31 de diciembre de 1999 contabilizaban respectivamente, 142.5 TPC y 24 TPC.

Los planes actuales en la industria petrolera de Venezuela están enfocados a la actividad exploratoria para incrementar sus reservas probadas, la producción y el consumo de gas natural.

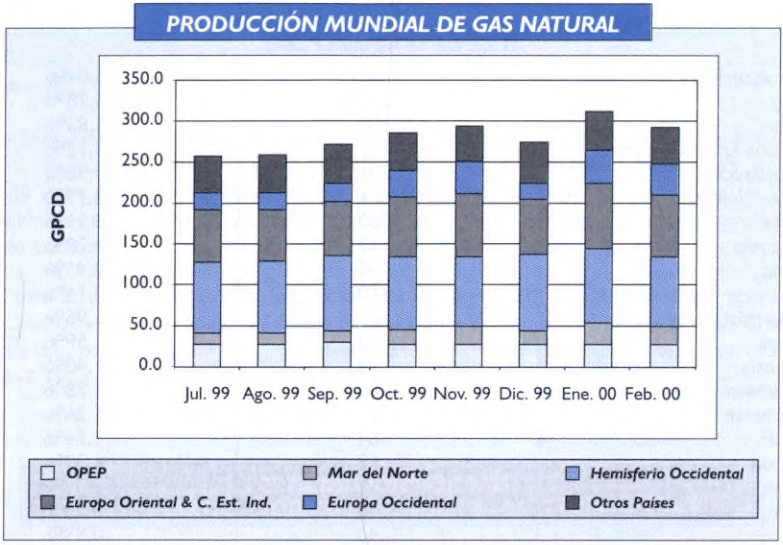
En 1998, Venezuela produjo sólo alrededor de 1 TPC. Alrededor del 60% de la producción de gas del país es consumido por la misma industria petrolera, la cual lo reinyecta en los campos petroleros o lo quema; el 11% es consumido para generación eléctrica; un 6% para producción petroquímica; y el resto es usado principalmente por consumidores comerciales o industriales en grandes ciudades. La demanda doméstica es relativamente baja, debido principalmente a que la generación hídrica tiene una gran componente.

1.2.2 Producción Mundial

La producción acumulada durante el año de 1999 estuvo alrededor de los 98 TPC que corresponde a un promedio de 270 GPCD.

La producción mundial acumulada de gas natural de enero a febrero del 2000 fue 18,100 GPC, que representa una producción promedio de 301.7 GPCD.

Gráfica 1.5 : Producción Mundial de Gas



Fuente: *CERI*[3], *World Energy Market Analysis*

Durante los meses de enero y febrero del 2000, la región del Hemisferio Occidental formada por Norte América, América Central y del Sur (exceptuando Venezuela que se incluye en el grupo OPEP), participó con 5,270 GPC de gas natural, es decir, el 29% de la producción mundial; seguida por la región de Europa Oriental y la Comunidad de Estados Independientes[4], y la región de Europa Occidental[5], con unas participaciones del 26% (4,629 GPC) y el 13% (2,370 GPC) respectivamente sobre la producción mundial.

Del acumulado total de producción, el 9% (1,642 GPC) corresponde a los países miembros de la OPEP[6], el 8% a la Región del Mar del Norte[7] y el 15% (2,724.4 GPC) denominado en la gráfica de arriba como "Otros Países", está conformado por las regiones de África, Medio Oriente y Asia – Pacífico, cuya producción diaria promedio se muestra en la siguiente gráfica.

En contraste a las altas participaciones mencionadas anteriormente, se encuentra la región de Oriente Medio formada por los países de Israel, Jordán, Omán, Siria y Yemen, con el 4.2% que corresponde a una producción acumulada enero – febrero/2000 de 753 GPC.

---

[3] *CERI: Canadian Energy Research Institute.*

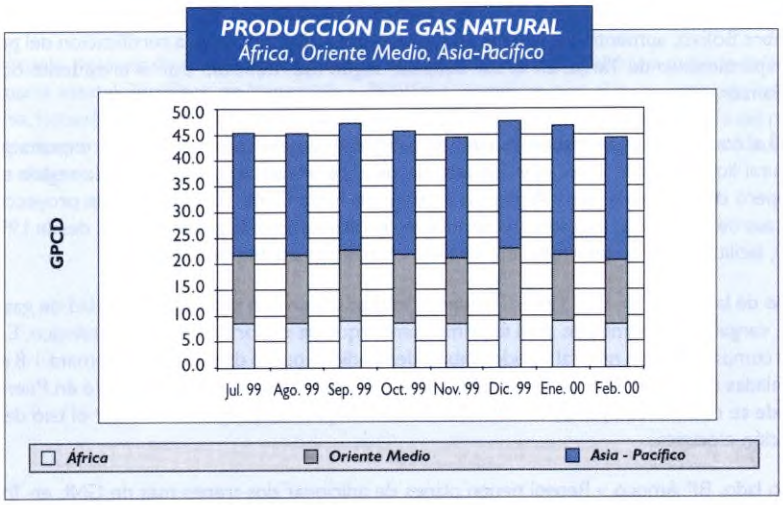
[4] *Europa Oriental y Comunidad de Estados Independientes: Albania, Bulgaria, República Checa, Hungría, Rumania, Azerbaijan, Turkmenistan, Ucrania y Uzbekistan.*

[5] *Europa Occidental: Austria, Croacia, Francia, Alemania, Grecia, Irlanda, Italia, España, Turkia, Slovenia, Serbia.*

[6] *OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo. Conformada por: Arabia Saudita, Irán, Venezuela, Emiratos Arabes Unidos, Kuwait, Nigeria, Libia, Indonesia, Argelia, Katar, Irak.*

[7] *Región del Mar del Norte: Noruega, Reino Unido, Bélgica, Holanda, Dinamarca.*

Gráfica 1.6: Producción de Gas Africa, Oriente Medio y Asia-Pacífico



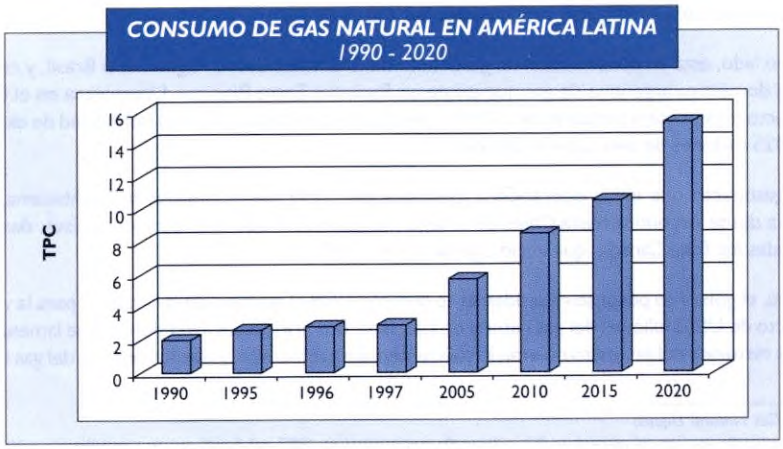
Fuente: *CERI, World Energy Market Analysis*

1.3 El Gas Natural en América Latina

Los mercados de gas en América Latina son pequeños en términos del volumen total manejado, pero continuarán creciendo con un fuerte desarrollo de las actividades de *upstream* y *downstream*.

Entre 1990 y 1997, el consumo de gas de la región creció a una tasa promedio de 6% por año. Las reservas estimadas de la región contabilizan menos del 5% de las reservas de gas a escala mundial; sin embargo, gran parte de su área aún está sin explorar, y la reciente actividad exploratoria ha estado acompañada de descubrimientos. La producción, el consumo y el comercio son limitados.

Gráfica 1.7: Consumo Gas Natural, América Latina



Información de los años 2005 al 2020 corresponden a proyecciones hechas por por la EIA.
Fuente: *Energy Information Administration. International Energy Outlook 2000.*

Durante 1999, se tuvo un descubrimiento de nuevas reservas de gas en Bolivia. En el mes de octubre, la certificación de los campos San Antonio y San Alberto, descubiertos por la compañía brasileña Petrobras, elevó a 16.5 TPC las reservas de gas natural. Posteriormente, en el mes de noviembre Bolivia, aumentó sus reservas de gas natural a 23.7 TPC con la certificación del pozo Itaú en el departamento de Tarija, en el sur del país, según fue ratificado por el presidente boliviano, Hugo Banzer.

En 1999 el comercio de gas natural se extendió fuera de la región con el inicio de las exportaciones de gas natural líquido desde Trinidad y Tobago. El único gasoducto internacional de la región antes de 1999 operó desde Bolivia hasta Argentina y desde allí hasta Chile. El escenario de proyección IEO 2000 (caso de referencia) muestra un crecimiento en el consumo de gas de 12 TPC desde 1997 hasta el 2020, facilitado por el desarrollo adicional de infraestructura de transporte.

Del lado de la producción en 1999, Trinidad y Tobago desarrolló una nueva facilidad de gas natural líquido, cargando en el mes de abril el primer embarque de exportación por el Atlántico. En el año 2000 la compañía de gas natural líquido Cabot, desde dicho punto de embarque, tomará 1.8 millones de toneladas métricas (93.6 GPC) de GNL[8] por año, parte del cual será entregado en Puerto Rico, en donde se está construyendo un terminal de recibo que permitirá incrementar el uso del gas en generación eléctrica.

De otro lado, BP Amoco y Repsol tienen planes de adicionar dos trenes más de GNL en Trinidad y Tobago, alineados con España como un comprador para parte de la producción total incrementada de gas natural.

Gran parte del crecimiento del consumo de gas natural en Sur América involucra a Brasil, el cual tiene una gran demanda de gas proyectada[9]. En el mes de julio de 1999 entró en operación un nuevo gasoducto desde Bolivia a Brasil, después de años de negociación. Inicialmente se esperaba que la línea transportara alrededor de 78 millones de pies cúbicos por día al Brasil, alcanzando los 200 millones de pies cúbicos por día hacia finales de 1999 y después 318 millones de pies cúbicos por día en el 2000, cuando se iniciara un nuevo contrato *take or pay*. Hacia el 2006, los volúmenes podrían exceder el billón de pies cúbicos por día. Sin embargo, los volúmenes transportados hacia finales de 1999 fueron mucho menores, en un rango entre 22 y 53 millones de pies cúbicos por día, debido a un incremento significativo en el precio del gas en Brasil[10].

Adicionalmente, está en consideración la construcción de una nueva línea al Brasil, debido a los descubrimientos significativos de gas natural que se han dado en Bolivia. Sin embargo, su construcción no está proyectada a realizarse sino después del 2001.

De otro lado, está en construcción un gasoducto de 272 millas desde Argentina al Brasil, y conectará la línea doméstica argentina de gas que existe en Paraná – Entre Ríos con Uruguaiana en el Brasil. El gasoducto transportará inicialmente 100 millones de pies cúbicos por día, con posibilidad de expandirse hasta 425 millones de pies cúbicos por día.

Otro gasoducto que inició operación a mediados de 1999 fue el gasoducto GasAtacama, que se conecta desde Argentina hasta Chile. Es el segundo gasoducto que une éstos dos países, después de GasAndes de TransCanada, que inició operación en 1997.

En Perú, el gobierno pospuso repetidamente durante 1999 el término de la licitación para la venta del proyecto de US$2 billones del gas natural de Camisea. Los principales inversionistas se lamentaron de que los términos del proyecto no eran lo suficientemente atractivos, y que los precios del gas deberían

[8] *GNL: Gas Natural Líquido*

[9] *El consumo de gas natural crecerá de 0.2 trillones de pies cúbicos en 1997 a 2.5 trillones de pies cúbicos en 2020.*

[10] *El precio del gas natural en Brasil está unido vía fórmula al precio de fuel oil (el cual estuvo en ascenso durante 1999), además fue afectado por una devaluación del 40% en el Real Brasilero.*

ser establecidos por el mercado, mientras que el Gobierno peruano ha mantenido que los precios regulados son necesarios como incentivo a los productores potenciales de energía.

En Venezuela, después de su elección el presidente Hugo Chávez desarrolló una serie de reformas en la compañía estatal Petróleos de Venezuela – PDVSA -, apoyadas por el nuevo presidente de esta compañía, Roberto Mandini. Dichas reformas incluyen el esfuerzo por controlar la industria del petróleo, la reorganización de la compañía a través del establecimiento de la División de Gas Natural, que enfatiza el deseo del gobierno por desarrollar este recurso.

Entorno Nacional 2

2. ENTORNO NACIONAL

El presente capítulo muestra el comportamiento histórico de la economía colombiana a través de los principales indicadores (PIB, inflación, tasa de desempleo, exportaciones e importaciones, devaluación y reservas internacionales).

De otro lado, se presenta el papel del gas natural dentro de la matriz energética del país; y finalmente aspectos de legislación en materia de exploración y producción de gas natural, el nivel de reservas, producción y suministro de dicho energético.

2.1 Economía y Energía

2.1.1 Principales Indicadores Económicos

En términos generales, el año 2000 tuvo un repunte en sus principales indicadores frente a lo sucedido en 1999. Se continuó con una inflación controlada, aún cuando, la tasa de desempleo sigue siendo alta.

Cuadro 2.1: Indicadores Económicos

INDICADORES ECONÓMICOS				
Indicador Económico	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**
Crecimiento del PIB (%)	3.4	0.5	-4.3	2.8
Inflación (%)	17.7	16.7	9.23	8.75
Tasa de desempleo	12.0	15.6	18.1	19.4*
Crecimiento de las Exportaciones	8.5	-5.9	6.5	12.7
Crecimiento de las Importaciones	12.5	-4.8	-27.2	7.9
Tasa de Cambio (Peso/US$)	1,141	1,426	1,757	2,088
Reservas Internacionacionales (Millones de US$)	10,119	9,107	8,402	8,428

Fuente: DANE - Dian - Banco de la República - DNP
* Cuarto trimestre

Las exportaciones tradicionales se incrementaron 10.3% durante el 2000, principalmente por el aumento en las ventas de petróleo y derivados que crecieron 21.6%. Igualmente las exportaciones no tradicionales aumentaron 16.7%.

2.1.2 Matriz Energética

La matriz energética para el año de 2000 muestra al petróleo como el energético de mayor consumo (31% sobre el total nacional), seguido del grupo de derivados y del gas natural, con participaciones del 20% y 13% respectivamente sobre el total nacional.

Cuadro 2.2: Balance Energético 2000

BALANCE ENERGÉTICO 2000		
Energético	**Consumo 2000 (Tercalorias)**	**Participación sobre el Total Nacional**
Hidroelectricidad	32.834	6,8%
Gas Natural	62.578	13,0%
Petróleo	150.491	31,3%
Carbón Mineral	27.165	5,6%
Biomasa*	51.225	10,6%
Energía Eléctrica	29.314	6,1%
GLP	8.525	1,8%
Derivados**	96.709	20,1%
Otros***	22.299	4,6%
TOTAL	**481.140**	**100,0%**

Fuente: UPME - Balance Energético
* Biomasa: Incluye Leña, Bagazo y Recuperados
** Derivados: Incluye Gas de Refinería, Gasolina Motor, Kerosene, Diesel Oil y Fuel Oil
*** Otros: Incluye no Energéticos, Coque, Carbón de Leña, Gases Industriales

2.2 Situación en el "Upstream"

2.2.1 Legislación

El decrecimiento de la actividad exploratoria de la industria petrolera colombiana durante los últimos años[11], aunado con la posibilidad de la pérdida de autosuficiencia en cerca de 5 años, llevó a realizar una serie de cambios en la política petrolera con el fin de mejorar su competitividad en el ámbito regional y global.

Es así como el Gobierno Nacional durante el primer semestre del año 1999, con el objetivo final de incrementar la exploración y producción de crudo y gas en el país, estableció los cambios que a continuación se mencionan:

- La expropiación con indemnización.
- La agilización del trámite para obtener la licencia ambiental.
- La implementación del sistema de amortización en línea recta.
- El nuevo régimen de regalías variables.
- El Factor R para descubrimientos de gas.

[11] *El promedio de perforación exploratoria durante los años 80 fue de 58 pozos, en comparación con los niveles de los 90, de 35 pozos. Aún más durante 1998 se perforaron 43 pozos exploratorios (A1,A2,A3), mientras que en el año de 1999 sólo se perforaron 19.*

El nuevo régimen de regalías variables determina una variación en el porcentaje de pago, entre 5% y 25% en función de la producción promedio mensual del campo.

Cuadro 2.3: Regalías Variables

REGALÍAS VARIABLES	
Producción Diaria Promedio Mes (KBPD)	**Porcentaje de Regalía(%)**
Menor o Igual (<=) a 5 KBPD	5%
Mayor (>) a 5 KBPD e Inferior(<=) a 125 KBPD	X% X%=5%+(Producción KBPD-5 KBPD)*0.125
Mayor (>) a 125 KBPD e Inferior(<=) a 400 KBPD	20%
Mayor (>) a 400 KBPD y Menor (<) a 600 KBPD	Y% Y%=20%+(Producción KBPD-400 KBPD)*0.025
Igual o Superior (>=) a 600 KBPD	25%

Cabe anotar que, del petróleo total producido en boca de pozo, para efectos de determinar la producción fiscalizada de hidrocarburos sobre la que se aplicará el porcentaje estipulado de las regalías, se descontará:

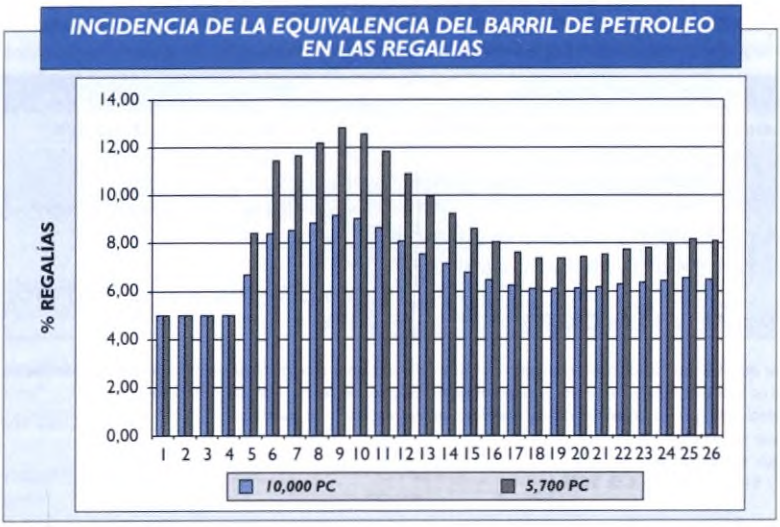
- El petroleo utilizado en beneficio de las operaciones del contrato de asociación
- El gas que se queme
- El gas que se reinyecte

Fuente: Ley 619 de octubre 4 de 2000

En la Ley 619 de octubre 4 de 2000, además de adoptarse un nuevo esquema de regalías variables, también se adopto, en el caso del gas, un cambio en la equivalencia del barril de petróleo a 10,000 PC para explotación en tierra firme y de 12,500 PC en caso de producción Off – Shore. Anteriormente era 5,700 PC en cualquier caso.

Con este cambio se disminuye el porcentaje de pago de regalías, lo cual mejora la rentabilidad del proyecto. Mientras con una equivalencia de 5,700 PC el porcentaje promedio de regalías durante la vida del campo estaba alrededor de los 8.65%, con 10,000 PC y 12,500 PC, éstas alcanzaban los 6.85% y 6.38% respectivamente. Ver gráfico 2.1.

Gráfico 2.1: Incidencia de la variación equivalencia del barril de petróleo



Fuente: *Cálculos UPME*

Con relación al factor de rentabilidad denominado Factor R, utilizado en los Contratos de Asociación para establecer la distribución de la producción, se determinó su aplicación hasta cuando la producción acumulada del Campo Comercial haya alcanzado los 60 millones de barriles de hidrocarburos líquidos o los 900 GPC de hidrocarburos gaseosos a condiciones estándar. Mientras no se alcance alguno de los límites establecidos, la proporción de distribución de la producción será de 70% para la Asociada, y de 30% para Ecopetrol.

Si el hidrocarburo gaseoso fue el primero que alcanzó el límite, se aplicaran los siguientes valores:

Cuadro 2.4: Distribución Producción

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEPUÉS DE REGALÍAS		
Factor R	**Asociada**	**Ecopetrol**
0,0 a 2,0	70	30
2,0 a 3,0	70 / (R - 1,0)	100 - [70 / (R - 1,0)]
3,0 o más	35	65

Fuente: *Ecopetrol - Contrato de Asociación Modelo.*

2.2.2 Exploración

Con los cambios establecidos en el sistema de contratación petrolero colombiano, en octubre de 1999 en la ciudad de Houston (Estados Unidos), el gobierno colombiano inició la denominada "Ronda 2000", que consistió en la presentación a inversionistas del sector petrolero, de trece bloques para exploración y producción incremental, para ser adjudicados durante el 2000, mediante un proceso licitatorio.

Sin embargo, a partir de enero de 2000, y por las inquietudes presentadas por las compañías inversionistas a Ecopetrol con respecto a los bloques ofrecidos en forma conjunta, dichas unidades fueron divididas en 12 proyectos de exploración y 15 de producción incremental, en donde las compañías presentaron sus propuestas.

A continuación se presentan los proyectos de exploración y de producción incremental presentados y adjudicados por Ecopetrol en la "Ronda 2000".

Cuadro 2.5: Proyectos Ronda 2000

PROYECTOS RONDA 2000			
Proyectos de Producción Incremental		**Proyectos de Exploración**	
Proyecto	**Campo**	**Proyecto**	**Bloque**
Neiva	Dina (***A***)		Neiva (***A***)
	Tenay (***A***)	**VSM[12]**	Sumapaz B (***A***)
Ortega	Ortega (***A***)		Sumapaz C (***A***)
	Toldado (***A***)		Ortega (***A***)
	Toy (***A***)	**VSM 2**	Doima (***A***)
	Quimbaya (***A***)		Sumapaz A (***A***)
	Pacandé (***A***)	**VSM 3**	Acevedo (***A***)
Casabe	Casabe	**VMM[13]**	La Cira - Infantas
Galán	Galán - San Silvestre		Provincia
Llanito	Llanito - Gala	**VMM 2**	Playón Sur/Casabe
Yariguí	Yariguí - Cantagallo	**VMM 3**	Playón Norte/Cantagallo
Palagua	Palagua - Caipal (***A***)		Guamito (***A***)
Boquete	Cicúco (***A***)	**VIM**	Ayombe exploratorio (***A***)
El Difícil	El Difícil		Bálsamo (***A***)
Rio Zulia	Rio Zulia (***A***)	**Llanos**	Medina Occidental
Orito	Orito (***A***)	**Catacumbo**	Rio Zulia - Leoncito (***A***)
Sur	Puerto Colón - Hormiga	**Putumayo 1**	Rio San Miguel
Occidente	Churruyaco	**Putumayo 2**	Mocoa
Nororiente	Mansoyá - Cencella/	**Sinú**	Santero
	Sibundoy - Quililí (***A***)		
Suroriente	Suroccidente (***A***)		

A: *Adjudicado*
Fuente: *Ecopetrol, Página WEB, Business Round 2000.*

Los resultados anteriores muestran el éxito que se tuvo con la ronda 2000, gracias a los cambios en la política petrolera en un marco de competitividad a nivel internacional, la apertura de los negocios, la alta prospectividad y el acceso a la información técnica del país, sumados a la campaña de promoción internacional. Esto permitió llegar a una cifra récord de 25 contratos firmados en el 2000, situación que no se presentaba desde 1985.

En lo que respecta al tema del gas se destacan los contratos firmado por Ecopetrol con las compañías Mera Petroleum - Milennium y Geo Met Inc., el primero firmado el 24 de enero del 2000 para la exploración de 131,521 hectáreas en la cuenca de la Guajira, y el segundo firmado el 25 de septiembre de 2000 que tiene la particularidad de permitir explorar y explotar gas metano asociado al carbón en Colombia.

[12] *VSM: Valle Superior del Magdalena*
[13] *VMM: Valle Medio del Magdalena*

Con respecto a los contratos suscritos en el año 1998, Macuira, Nazareth, Los Galeones, Fragata, desarrollaron en 1999 sísmica marina (5,320 Kms.) para los dos primeros, y terrestre (2,798 Kms.) para los últimos.

Sin embargo, dentro de la dinámica del proceso de contratación, y finalizada la primera fase (3 años) del periodo de exploración la mayor parte de las áreas que conformaban los contratos arriba mencionados fueron devueltas; conservando la compañía Texas una porción en la parte superior de la Cuenca de La Guajira, dentro del conocido contrato Macuira.

Las áreas devueltas a Ecopetrol fueron divididas en 8 zonas y puestas a disposición de los agentes para nuevas suscripciones de contratos. De éstas, el primer contrato fue suscrito por la compañía Tepma este año, en el área *off-shor* frente a la Costa de Cartagena, que cubre parte de las zonas denominadas Aguila y Ensenada.

2.2.3 Reservas

Cuadro 2.7: Potencial de Hidrocarburos

POTENCIAL DE HIDROCARBUROS			
Cuenca	**Millones de BLS.**	**TPC de Gas**	**Millones de BPE***
Cuencas con Producción			
LLanos Orientales	7,040	12.3	**8,800**
Valle Superior del Magadalena	1,320	0.5	**1,400**
Valle Medio del Magdalena	6,400	11.0	**8,000**
Valle Inferior del Magdalena	400	8.4	**1,600**
Putumayo	1,440	1.8	**1,700**
Catatumbo	700	-	**1,700**
Guajira	-	20.0	**2,800**
SUBTOTAL	**18,300**	**54.0**	**26,000**
CUENCAS SIN PRODUCCIÓN ACTUAL			
Cordillera Oriental	1,300	9.0	**2,600**
Sinú	1,500	11.0	**3,000**
Urabá	250	4.0	**800**
César - Ranchería	70	0.7	**800**
Caguán - Vaupés	400	0.5	**500**
Cauca	100	2.0	**400**
Chocó	200	2.0	**500**
Pacífico	150	2.5	**500**
Tumaco	150	2.5	**500**
Cayos (Área de San Andrés y Providencia)	-	7.0	**1,000**
Amazonas	250	0.8	**400**
SUBTOTAL	**5,000**	**42.0**	**11,000**
TOTAL	**23,000**	**96.0**	**37,000**

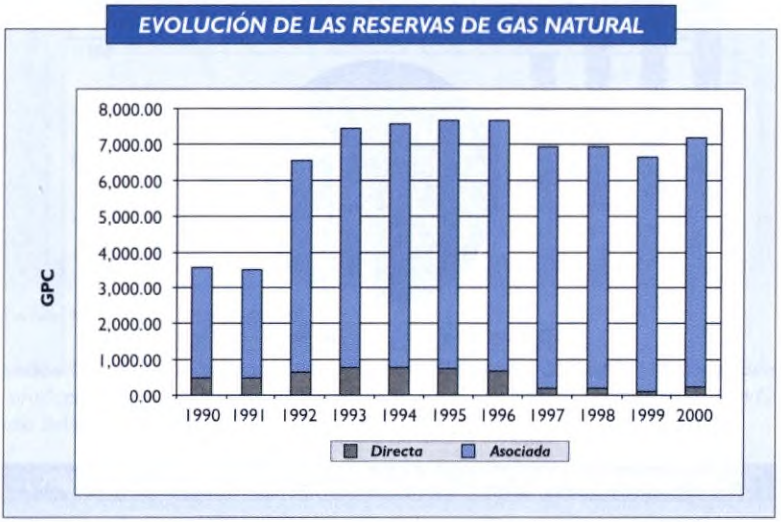
* BPE: Barriles de Petróleo Equivalente. 1BPE=5,700 PC de gas
Fuente: *Ecopetrol, Página WEB. Business Rond 2000.*

[14] VIM: Valle Inferior del Magdalena
[15] TPC: Tera Pies Cúbicos (10^{12})
[16] Cuencas con Producción: Tienen mayor cantidad de información de superficie y subterránea, también una mejor infraestructura para la producción de hidrocarburos, transporte de hidrocarburos, transporte, refinación y mercadeo, que las cuencas que actualmente no presentan producción.

El potencial de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, contabiliza 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, de los cuales 96 TPC[12] corresponde al potencial de gas, distribuidos de la siguiente manera: El 56% en las cuencas con producción[13] y el 44% en las que actualmente no presentan producción. Ver cuadro 2.7.

El descubrimiento en el año 1993 de los campos de Cusiana y Cupiagua, dieron un nuevo aliento a las reservas probadas de gas natural. Sin embargo, a partir de tal fecha no se han dado más descubrimientos que aumenten las reservas.

Gráfica 2.2: Reservas de Gas Natural



Fuente: *Ecopetrol.*

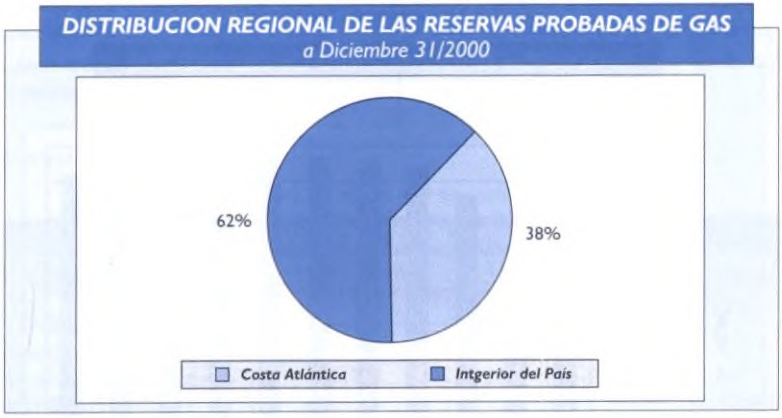
Los volúmenes remanentes de gas, a diciembre 31 de 2000, ascendieron a 7,190 GPC. De estos, 4,539 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización - es decir, existe seguridad sobre su venta futura- e incluye una parte de la reservas de los campos Cusiana y Cupiagua, que en un futuro podrán compensar la declinación de los campos ubicados en la costa norte del país.

Así mismo, 2,651 GPC de gas no tiene a la fecha definido un esquema de comercialización, entre los que se incluyen 1,000 GPC que serían consumidos en la operación propia de los campos (especialmente Cusiana y Cupiagua). Sin embargo, este volumen podría estar disponible para su utilización dependiendo de las condiciones que se presenten en el futuro.

El interior del país cuenta con unas reservas totales de 4,479.94 GPC, de las cuales, los campos de Cusiana – Cupiagua aportan aproximadamente el 48%, y los de Floreña, Pauto y Volcanera un 9%. También contribuyen a las reservas del interior del país los campos de Río Ceibas, Payoa, La Salina y Opón entre otros.

De otro lado, las reservas de gas de la Costa Atlántica, que al 31 de Diciembre de 2000 sumaban 2,709.54 GPC, corresponden a los campos de Ballena, Chuchupa, Riohacha y Guapaje.

Gráfica 2.3: Distribución reservas por región



Fuente: *Ecopetrol.*

Cuadro 2.8: Reservas probadas de gas a 2000

DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE RESERVAS PROBADAS A 31/12/00 (GPC)				
Región	**Desarrolladas**	**No Desarrolladas**	**Total**	**Participación Sobre Total Nacional**
S. Atalayas - Tauramena - R.Chit.	1,660.60	1,784.80	3,448.40	47.94%
Piedemonte - Recetor	0.00	673.90	673.90	9.37%
Las Monas	46.47	0.00	46.47	0.65%
San Luis	8.92	0.00	8.92	0.12%
Guajira, Guepaje	2,669.54	40.00	2,709.54	37.67%
Otros del Interior	153.66	151.59	305.25	4.24%
Interior del País	**1,869.65**	**2,613.29**	**4,482.94**	**62.33%**
Costa Atlántica	**2,669.54**	**40,00**	**2,709.54**	**37.67%**
TOTAL NACIONAL	**4,539.19**	**2,653.29**	**7,192.48**	**100.00%**

Fuente: *Ecopetrol*

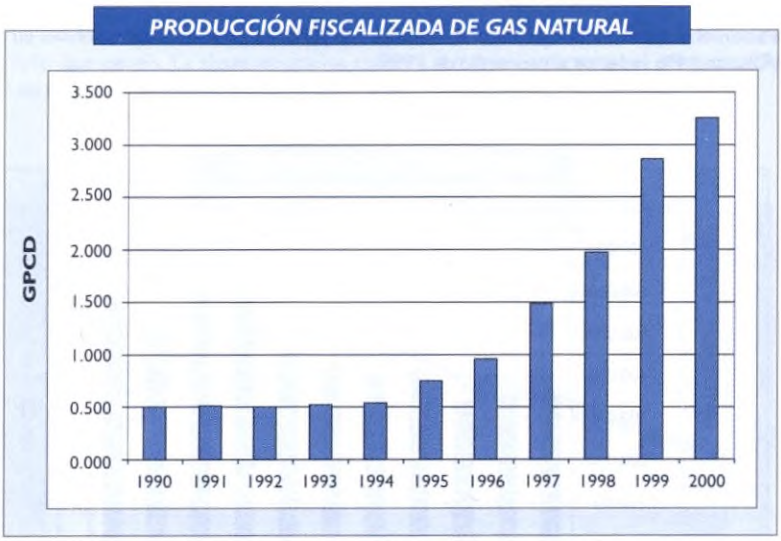
2.2.4 Producción y Suministro

Producción

La producción fiscalizada[17] de gas natural de 2000 con respecto al año inmediatamente anterior presentó un crecimiento del 13%, motivado principalmente por el incremento de la producción de la Cuenca de los Llanos Orientales, que pasó de producir durante 1999 un volumen de 2.34 GPCD[18] a 2.67 GPCD en el 2000.

[17] *La producción fiscalizada incluye gas lift, reinyectado, quemado, consumido en campo, eviado a planta y entregado a gasoductos.*

Gráfica 2.4: Producción Gas Natural 1990 - 2000

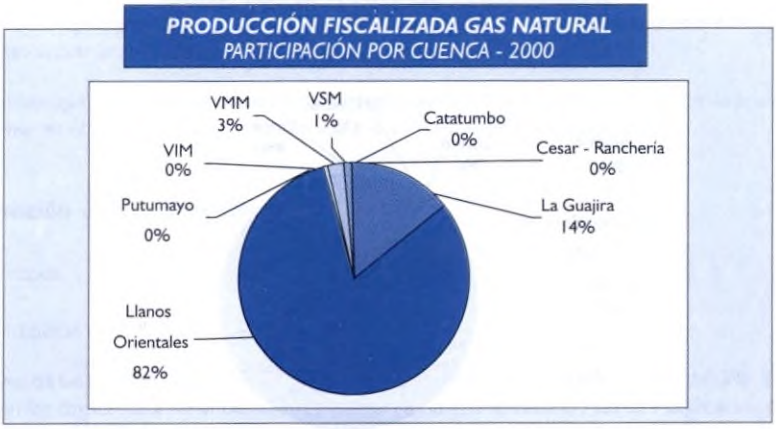


Fuente: *Ministerio de Minas y Energía.*

La producción fiscalizada de gas natural en el año 2000 fue de 1,205 GPC, donde las principales cuencas productoras que aportaron, en orden de importancia fueron: Llanos Orientales, Guajira y Valle Medio del Magdalena, con participaciones respectivas de 81%, 14% y 2.5%.

En los Llanos Orientales se destaca la producción de los campos de Cusiana – Cupiagua[16]; en la cuenca de la Guajira, los campos de Ballena, Chuchupa y Riohacha; y en el Valle Medio del Magdalena, los de Opón y Payoa.

Gráfica 2.5: Producción Gas Natural por Cuenca 2000



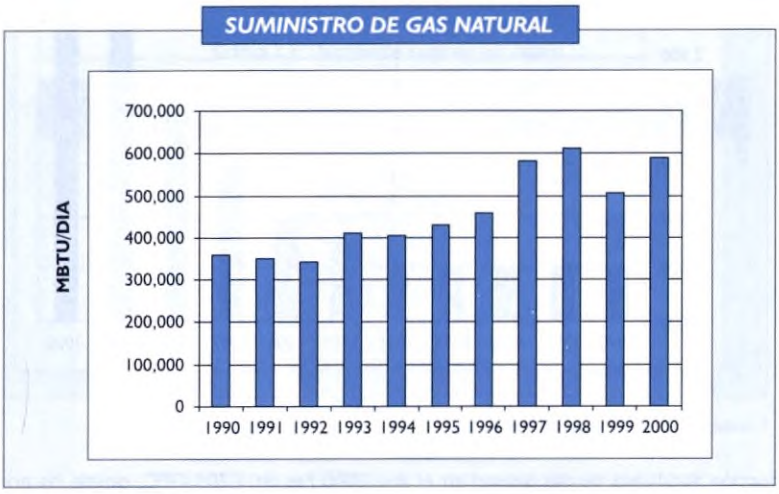
Fuente: *Ministerio de Minas y Energía.*

[16] *GPCD: Gigas Pies Cúbicos Día.*

Suministro

Con relación al suministro de gas natural, durante el 2000, el promedio se mantuvo en 578,062 MBTU/Día, un 14% superior al promedio de 1999.

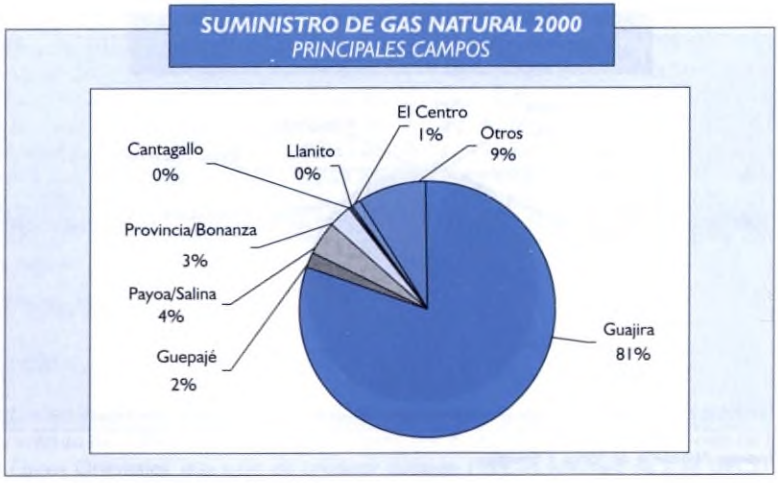
Gráfica 2.6: Suministro Gas Natural 1990 - 2000



Fuente: *Ecopetrol*

Durante el 2000, los principales campos que participaron en el suministro de gas natural, se mencionan Guajira, Payoa/La Salina, Provincia/Bonanza y Cusiana, con el 80.6%, 4.1%, 2.91% y 2.61% respectivamente, que corresponde a unas producciones promedio de 466 GBTU/Día; 24 GBTU/Día, 17 GBTU/Día y 15 GBTU/Día.

Gráfica 2.7: Suministro Gas Natural por Campo - 2000



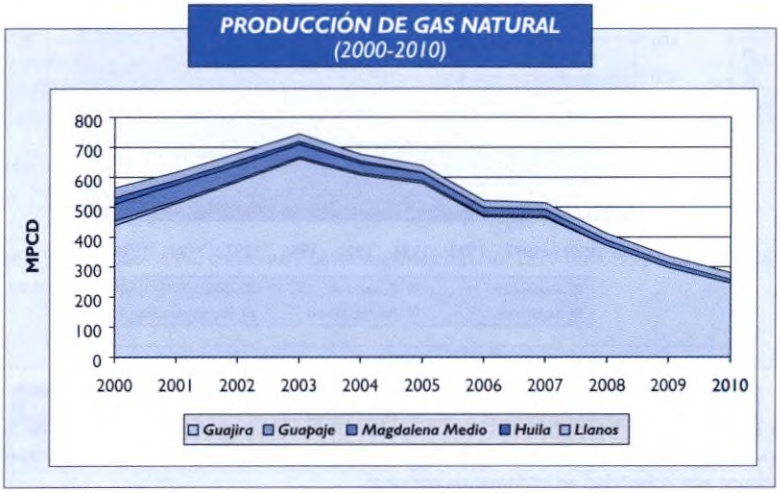
Fuente: *Ecopetrol.*

[19] *Sin embargo, alrededor del 95% de la producción fiscalizada de gas de éstos campos se reinyecta al yacimiento para maximizar la producción de petróleo*

Perspectivas

De acuerdo con los escenarios de producción que se han venido evaluando por campo, dado el esquema de desarrollo que tienen. La siguiente gráfica muestra a manera referencial el comportamiento de cada uno de las áreas hacia el futuro, sin incluir reservas no desarrolladas.

Gráfica 2.8: Producción Gas Natural por Area, 2000 - 2010



Fuente: *Ecopetrol*

El escenario de producción que se presenta en la gráfica 2.8 no incluye el desarrollo de producción en Cusiana y producción incremental en Guajira. En lo que respecta al primer caso lo que se conoce hasta ahora es que a finales del 2003 e inicio del 2004 se instalará una planta de tratamiento para 100 MPCD.

En el caso de Guajira, se viene evaluando producción incremental con el denominado proyecto Catalina que podrían entrar en el 2004.

En lo que tiene que ver con áreas que están en proceso de estudio y exploración, la que más posibilidad parece tener es el caso de aguas profundas «*off shore*» en la Costa Atlántica.

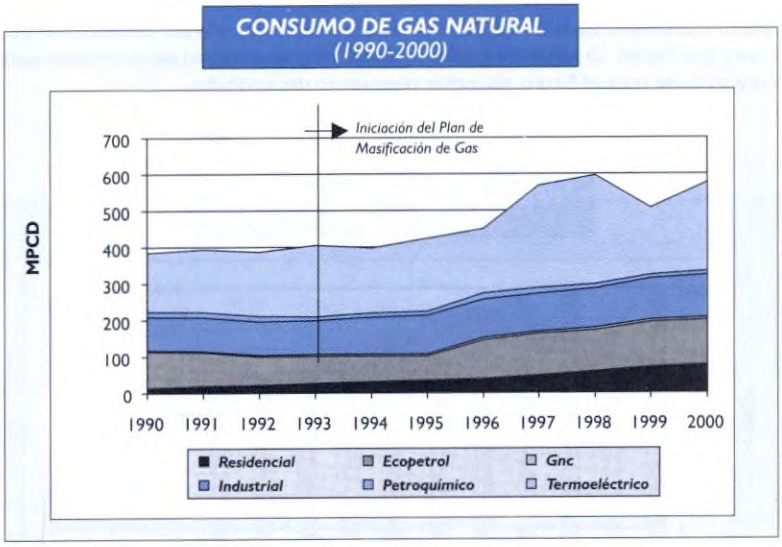
2.3 Situación en el «Downstream»

2.3.1 Demanda

2.3.1.1 Situación Actual

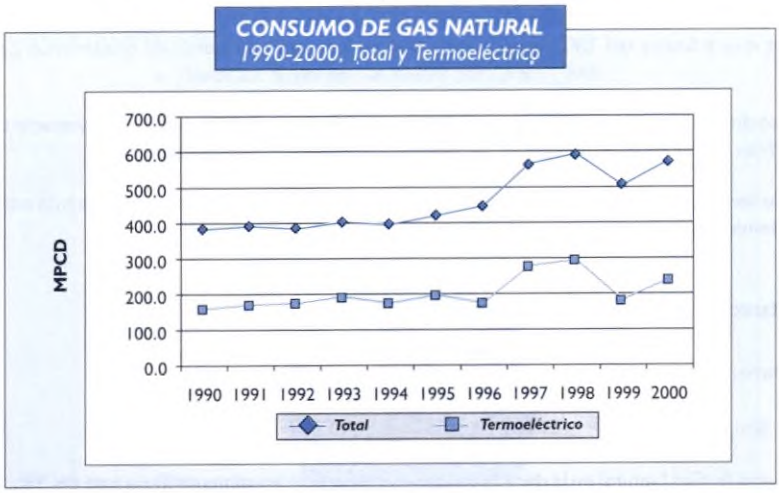
El consumo de Gas Natural en la década de los noventa creció anualmente a una tasa del 3%, aunque si se toman los consumos a partir del año 1993, fecha en la que se inicia el Plan de Masificación de Gas Natural, la tasa de crecimiento anual sube al 5.2%.

Gráfica 2.9: Consumo Gas Natural 1999 - 2000



Aunque el crecimiento del sector residencial, y en menor proporción el del industrial, han sido significativos 16.6% y 3.3% respectivamente, aún existe una altísima dependencia del consumo eléctrico, lo cual induce alta volatilidad en la demanda nacional.

Gráfica 2.10: Consumo Gas Natural 1999 – 2000, Total y Termoeléctrico



Durante 2000 se consumieron en Colombia 577 MPCD, cerca de 70 MPCD mas que en 1999. Este aumento se explicada esencialmente por el aumento en el consumo del sector de Generación de Electricidad, que tuvo un incremento cercano al 32%, y el sector residencial que tuvo un crecimiento del 9.8%.

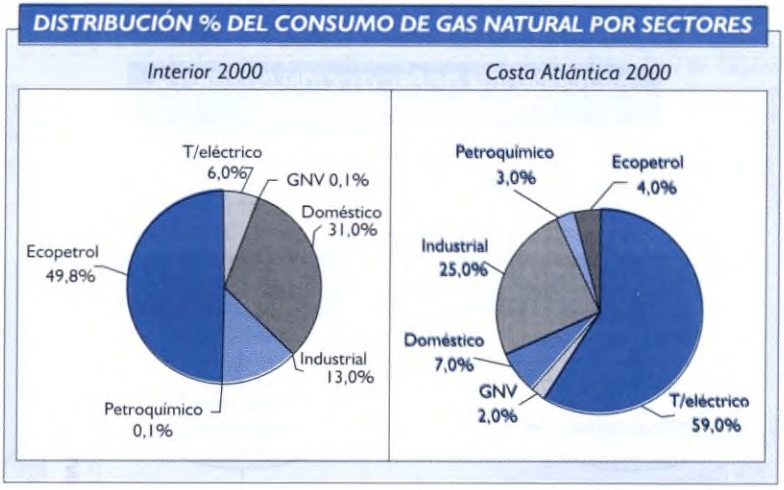
Cuadro 2.11: Consumo de Gas Natural 2000

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL			
Sector	**Ene-Dic 2000 Acumulado**	**Ene-Dic 99 Acumulado**	**% Ene-Dic 00/99**
Doméstico *	76,937	70,043	9,8%
Ecopetrol	122,607	124,540	-1,6%
G.N.C.	7,135	6,300	13,3%
Industrial	115,919	113,124	2,5%
Petroquímico	10,715	9,461	13,3%
Termoeléctrico	243,318	183,794	32,4%
TOTAL	**576,631**	**507,261**	**13,7%**

* Está conformado por los consumos de los sectores Residencial y Comercial
Fuente: Ecopetrol

En cuanto a la distribución del consumo por las regiones Interior (220 MPCD) y Costa Atlántica (358 MPCD) se tiene en las siguientes gráficas.

Gráfica 2.12: Consumo Gas Natural 2000, Región y Sector



En términos generales todos los sectores consumidores de gas natural presentaron variaciones positivas, siendo el sector industrial el que menor crecimiento presentó con 2.5%. Vale la pena resaltar el incremento en el consumo de gas natural vehícular, G.N.C., el cual registró un aumento del 13.3%.

2.3.1.2 Demanda proyectada

En general, las proyecciones de demanda de energía tienen un apoyo importante en la historia de los consumos pues de su análisis se desprenden relaciones matemáticas precisas entre la variable que se estudia y uno o más determinantes que explican su comportamiento en el tiempo.

En el caso del gas natural en Colombia, dada su historia reciente en el ámbito nacional, no es posible emplear herramientas econométricas, y para sus proyecciones se requiere de otro tipo de herramientas

o metodologías. En la actualidad la UPME viene aplicando metodologías de proyección integrada de demanda, las cuales tiene como objetivo central, calcular los requerimientos energéticos de la economía nacional para un determinado escenario macroeconómico, dentro del horizonte de proyección especificado, mediante un programa de distribución del mercado entre competidores.

Los análisis integrados consideran las diferentes posibilidades de sustitución de los energéticos, superando así la "miopía" que puede ser causada por la revisión de cada mercado de forma aislada.

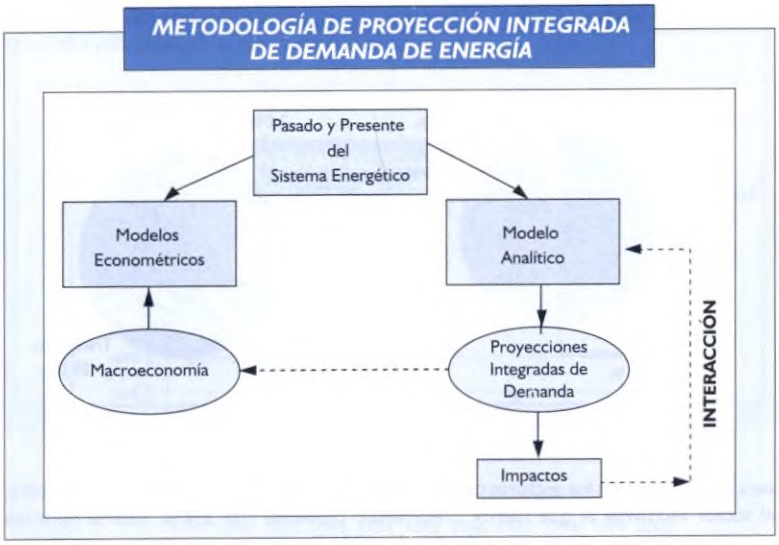
En general, se utilizan modelos econométricos para determinar los requerimientos futuros de energía, sin considerar la fuente que satisfaga tales necesidades, y a través de los modelos analíticos se pueden modelar las competencias entre los diferentes energéticos, programas de uso racional de energía, nuevas tecnologías, etc. Ver Gráfica No. 2.13.

Los modelos analíticos con que actualmente trabaja la UPME, son el módulo BALANCE del paquete ENPEP[17], el modelo LEAP[18] y el modelo de sustituciones denominado Multiobjetivo, este último desarrollado por el IDEE[19].

Supuestos para la Proyección

Los escenarios de proyección de demanda son determinados básicamente por supuestos de variables de carácter socioeconómico, energético, tarifario, de política y de suministro de energía, entre otros.

Gráfica 2.13: Metodología de Proyección Integrada de Demanda de Energía



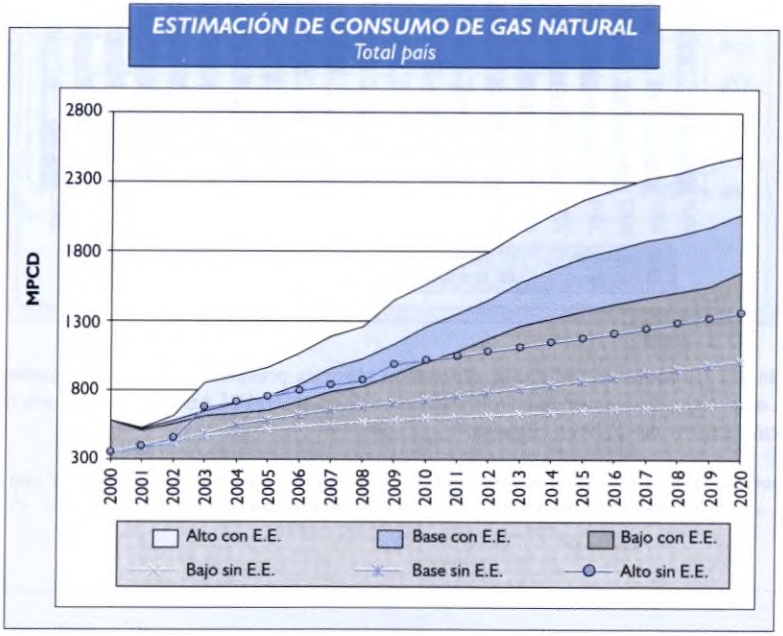
Teniendo en cuenta los anteriores supuestos, los resultados que se obtienen para el total país son los que se presentan en la gráfica 2.14.

[20] ENPEP (Energy and Power Evaluation Program)
[21] Long-Term Energy Alternatives Planning system
[22] Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche, Argentina

Cuadro 2.12: Supuestos para la proyección de demanda de Gas Natural

SUPUESTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL	
Variable	**Supuesto**
PIB	Esc. Base: 2000: 3%, 2001: 3,4%, 2002: 3,8%, y 4,5% en adelante
	Esc. Alto: 2000: 3%, 2001: 3,8%, 2002: 4,8%, y 5% en adelante
	Esc. Bajo: 2000: 3%,2001: 3,0%, 2002: 3,4%, y 4% en adelante
Crecimiento Poblacional	De acuerdo a la proyección del DANE hasta el 2005. Hacia adelante se le toma la tasa media del 1,8% anual.
Precios de los Energéticos	Se toman los precios actuales de los diferentes energéticos (año 2000) y hacia adelante se considera que las distancias relativas se conservan.
Sector Transporte Carretero	Se estima al 2010 un potencial de conversión a Gas Natural Vehicular -GNV- de 100.000 vehículos para los escenarios Medio y Alto. En el escenario bajo se supone que el GNV sólo se desarrolla en Bogotá, potencial vehículos al 2010.
Sector Industrial	El mercado liberado por el Crudo de Castilla es disputado por el Gas Natural, el Carbón y el Fuel Oil. La eficiencia de los procesos se mantiene constante en los tres escenarios.
Aspectos Tecnológicos	Para los escenarios Medio y Alto, se mantienen constantes las eficiencias de los procesos de conversión de energía en los sectores residencial, comercial y transporte. En el escenario Bajo, con base en el estudio «Global Energy Perspectives», las eficiencias de los procesos en los sectores residencial, comercial y transporte mejoran en un 8% durante los primeros 20 años de siglo XXI.
Sector Hidrocarburos	En el escenario Alto se considera la ampliación de la refinería de Barrancabermeja, el Plan Maestro de Cartagena y la Refinería Sebastopol. En el escenario Medio se considera el plan maestro de Cartagena.
Sector Eléctrico	Se considera lo publicado en el documento UPME «Plan de Expansión de Referencia, Generación - Transmisión, 2000 - 20015». Para establecer el consumo se utiliza el modelo MPODE, modelo de programación dual estocástica.
Proyectos Especiales	Se considera sólo para el escenario alto con la siguientes cifras: i) Exportaciones a Panamá a partir del 2003 con 70 MPCD y pasando a 150 MPCD en el 2009 y ii) Planta siderúrgica con 82 MPCD a partir del 2003

Gráfica 2.14: Estimación de Consumo de Gas Natural, Total País.



De acuerdo con esto tenemos las siguientes tasas de crecimiento:

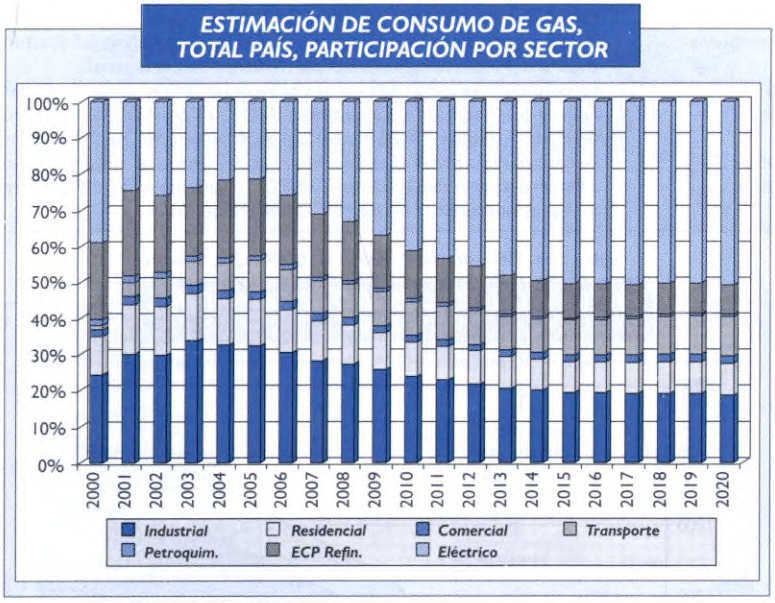
Cuadro 2.13: Supuestos para la proyección de demanda de Gas Natural

SUPUESTOS PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL								
	2000	2005	2010	2015	2020	2000/ 2010	2010/ 20020	2000/ 2020
Bajo sin E.E.	352.2	517.8	599.5	652.1	708.1	5.5%	1.5%	3.6%
Base sin E.E.	352.2	588.9	736.9	868.5	1015.0	7.7%	2.9%	5.4%
Alto sin E.E.	352.2	756.9	1019.9	1177.6	1359.7	11.2%	2.6%	7.0%
Base con E.E.	577.9	750.9	1255.9	1753.5	2067.5	8.1%	4.4%	6.6%

Se destaca del cuadro 2.13 que la expansión de gas se da con mayor fuerza en la década 2000 - 2010, la década siguiente 2010-2020 hay un crecimiento que podríamos denominar vegetativo.

En lo que tiene que ver con los demandas estimadas por sectores, la participación en el total por año se presenta en la gráfica 2.15.

Gráfica 2.15: Estimación de Consumo de Gas Natural, Total País, participación por sector.



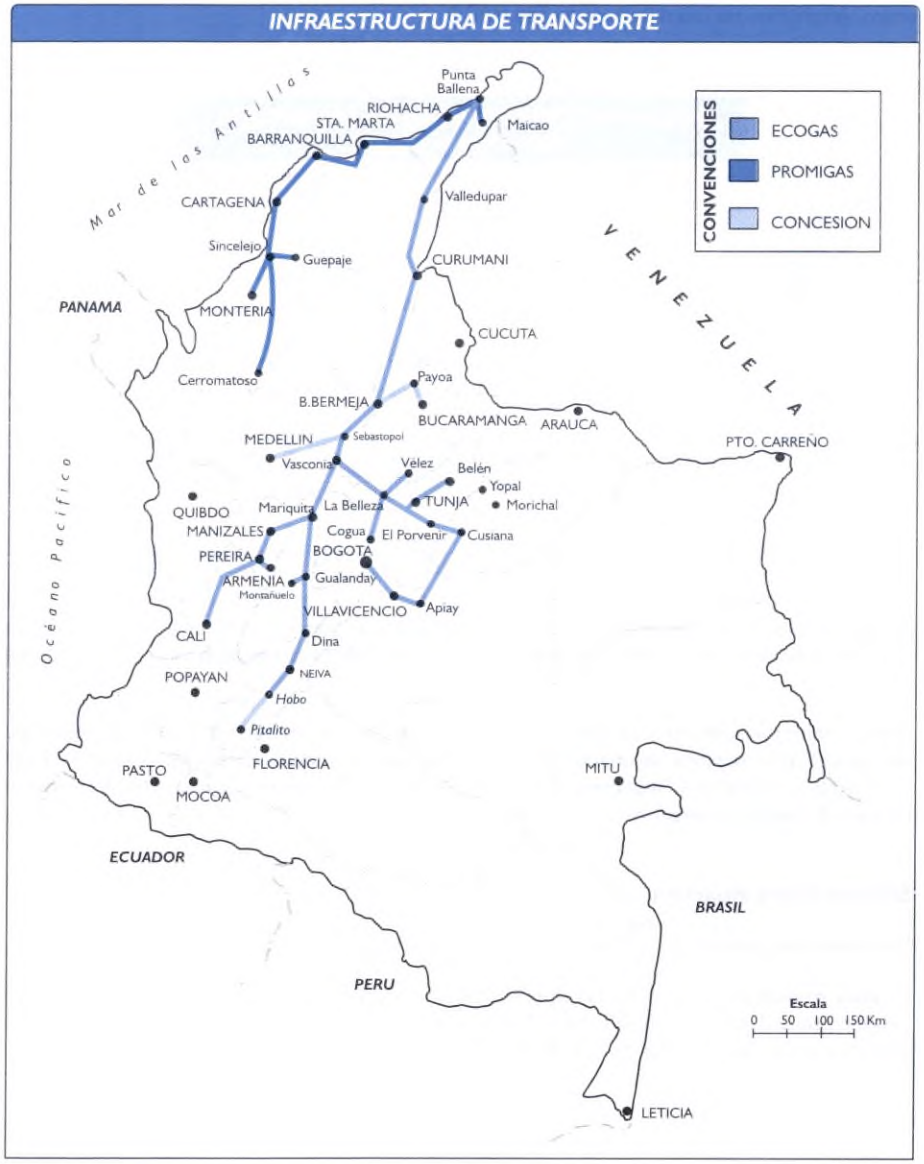
De la gráfica 2.15 podemos ver que la generación eléctrica presenta una alta participación en la demanda en el 2000, disminuyendo en forma importante en el 2004/05 para volver a adquirir una alta participación a partir del 2010 en adelante.

Lo anterior esta planteando un gran reto al sector gas donde hacia el futuro debe tener una oferta ampliada, así como precios competitivos, sobre todo en actividades de tipo industrial.

2.3.2 Transporte

El sistema de transporte de gas natural cuenta con más de 5600 km de líneas troncales, donde se destacan dos subsistemas, el primero corresponde al gasoducto Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso cuyo transportador es Promigas y que denominaremos Costa Atlántica y el segundo es la línea comprendida entre Ballena-Barranca-Bucaramanga-Medellin-Cusiana-Bogotá-Cali cuyo operador es Ecogas y que denominaremos Interior.

Gráfica 2.16: Infraestructura de Transporte



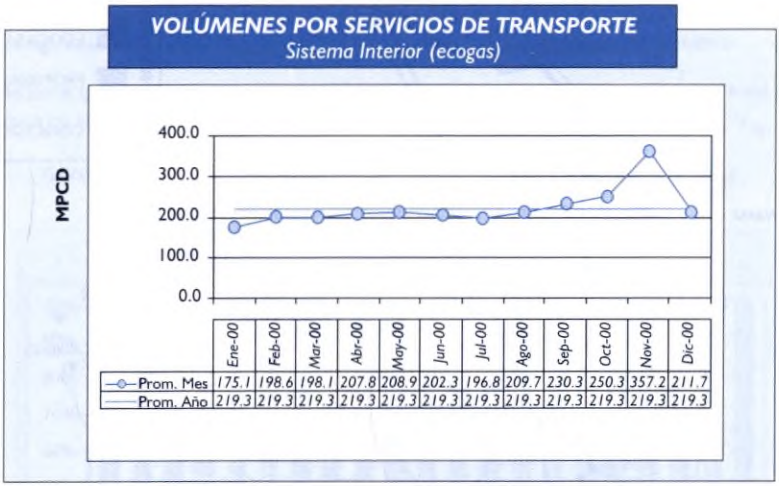
2.3.2.1 Transporte de gas en el año 2000

Sistema Interior

En este sistema se destacan los gasoductos: i) Ballena-Barranca, ii) Barranca-Vasconia-Mariquita, iii) Vasconia-Bogotá, iv) Mariquita-Cali y v) Mariquita-Neiva.

Por estas troncales se transportaron en promedio/año, para el 2000, cerca de 220 MPCD con un máximo promedio/mes de 357 MPCD en noviembre y un mínimo promedio/mes de 175 MPCD en enero, encontrándose una diferencia de 180 MPCD.

Gráfica 2.17: Transporte Gas, Sistema Interior, 2000



Al comparar los volúmenes transportados 1999 - 2000, se encuentra un incremento de 90 MPCD promedio/año, ya que en 1999 el promedio/año fue de 130 MPCD lo que significó un incremento del 69%.

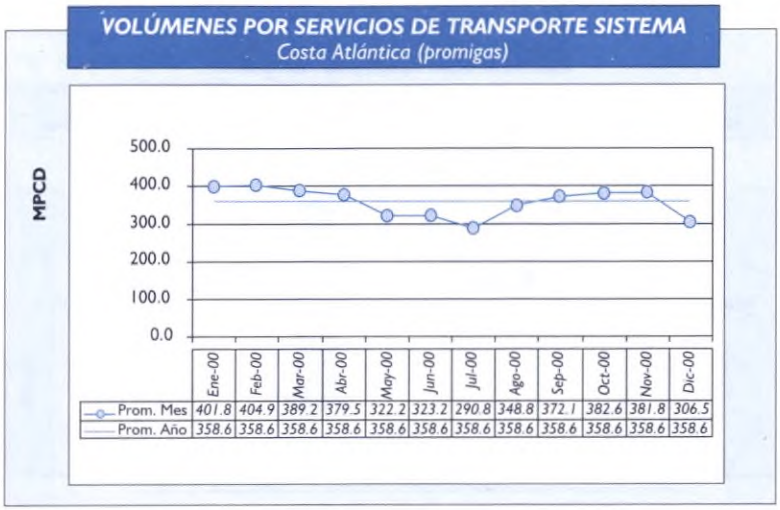
El tramo con mayor volumen transportado, fue Ballena - Barranca (ver mapa), con 122 MPCD promedio/año para el 2000, su factor de utilización fue del 61%, considerando su capacidad en 200 MPCD. El incremento en este tramo, respecto a 1999, fue de 39 MPCD promedio/año, casi un 44% del aumento total en el sistema del interior.

Sistema Costa Atlántica

Se destacan los gasoductos: i) Ballena - Cartagena y ii) Cartagena - Jobo.

En estas troncales se transportaron en promedio/año, para el 2000, cerca de 359 MPCD con un máximo promedio/mes de 405 MPCD en febrero y un mínimo promedio/mes de 291 MPCD en julio, encontrándose una diferencia de 114 MPCD.

Gráfica 2.18 : Transporte Gas, Sistema Costa Atlántica, 2000



Al comparar los volúmenes transportados 1999 - 2000, se tuvo un incremento de 43 MPCD promedio/año, ya que en 1999 el promedio/año fue de 316 MPCD lo que significó un incremento del 14%.

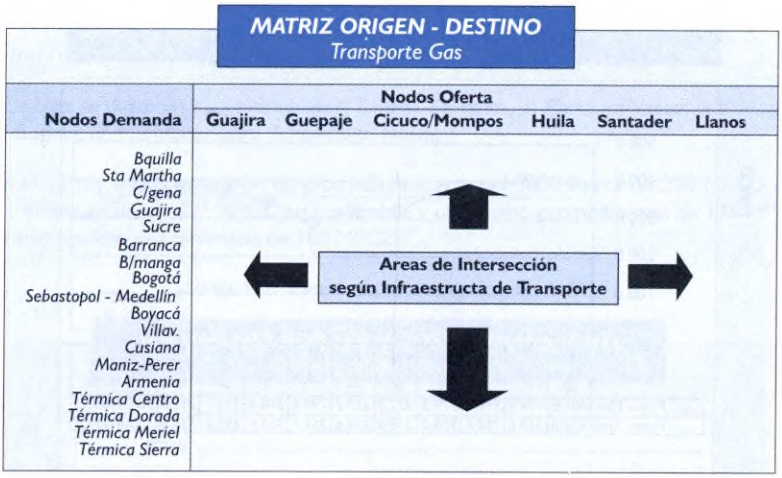
La utilización del sistema fue del 85% si consideramos que su capacidad es de 420 MPCD, lo que representa una alta utilización.

2.3.2.2 Criterios y Necesidades de Expansión

La conformación de la matriz origen - destino año a año constituye el punto de partida para la evaluación del Plan Indicativo de Transporte, dado que sobre su evolución en el horizonte se puede determinar la infraestructura necesaria para cubrir la demanda con la debida anticipación.

Los elementos constitutivos de la matriz origen - destino son la demanda y la oferta. Lo que interesa para efectos del planeamiento del transporte es conocer la magnitud de las demandas y sus localizaciones (nodos de demanda) y de donde pueden ser abastecidas (nodos de oferta). El conjunto de inversiones del Plan Indicativo de Transporte está orientado a garantizar la infraestructura que permita los flujos de gas natural involucrados en la evolución de la matriz origen - destino, de la forma más económica.

Gráfica 2.19 :Matriz Origen - Destino, Transporte Gas



De acuerdo con este ejercicio se establece las necesidades de expansión en los dos sistemas de transporte que establecimos anteriormente, y se establecen dos horizontes de análisis : corto plazo (2001-2005) y largo plazo (2005-2010).

Sistema Interior

Mercado atendido en un alto porcetaje por la empresa de transporte **ecogás**, sin embargo hay otras empresas de importancia regional como son: Transmetano (Medellín), Transoriente (Bucaramanga), Transcogas (Bogotá), Transoccidente (Cali) y Progasur (Neiva).

Corto Plazo

En este horizonte las inversiones previstas en los diferentes sistemas corresponden a las establecidas y aprobadas a la empresa de transporte de la región en la resolución de los cargos regulados (Res. Creg 014, 015, 016 y 017 de febrero de 2001). Sin embargo, como áun no se tiene aprobación de la resolución respectiva para ecogás, los datos que se presentan son análisis adelantados por la UPME.

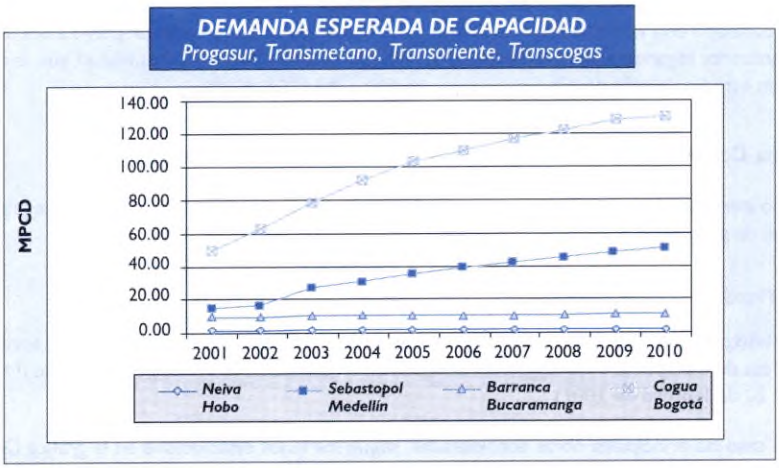
En este caso las principales obras consideradas, según los flujos establecidos en la gráfica Demanda Esperada de Capacidad, son los siguientes:

- Conexiones regionales sobre el gasoducto Sebastopol-Medellín a: Puerto Barrío (2002, 2", 0.21 km), San José del Nus (2002, 2", 0.10 km) y Cisneros (2002, 2", 0.05 km).
- Construcción gasoducto Barranca - Payoa (2002/03).
- Sobre el Gasoducto Cogua - Bogotá: contrucción gasoducto Chía - Mosquera (2002, 20", 29.8 km) y conexiones regionales en área de Cundinamarca (2001/02/03/04, 3"/4"/8"/10"/14", 97.54 km).

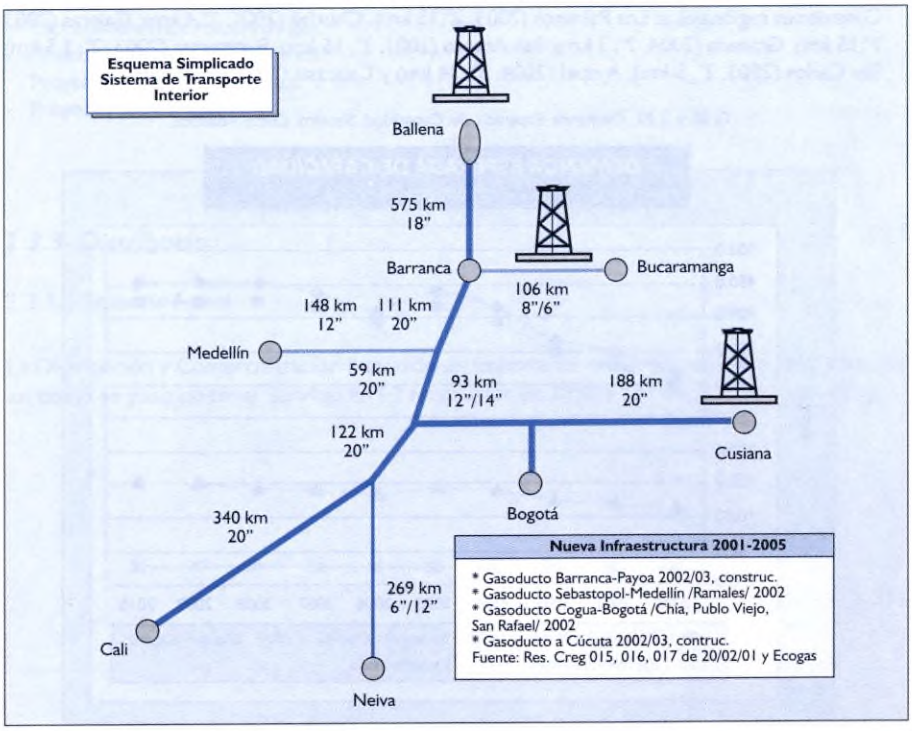
En los gasoductos manejados por **ecogás,** de acuerdo con el informe de gestión 2000 y expectativas 2001/02, los siguientes son los principales proyectos que se vienen considerando:

- Construcción gasoducto Ayacucho - Cúcuta (2002/03, 8"/12", 220 km).
- Construcción gasoducto Mariquita - Gualanday.
- Conexiones en el Piedemonte y Casanare.

Gráfica 2.20: Demanda Esperada de Capacidad, Sistema Interior



Gráfica 2.21: Sistema de Transporte, Interior



Largo Plazo

En lo que respecta al largo plazo, las inversiones en expansión van a estar jalonadas principalmente por el desarrollo del gas de Cusiana que va a requerir refuerzo en la infraestructura de transporte para poder evacuar el gas que se produzca allí, además de la ampliación del servicio a otras zonas. La obras son:

- Ampliación capacidad transporte gasoducto Cusiana - Vasconia.
- Interconexión de la zona sur occidente, iniciando con la zona de Caloto y bajando hacia Pasto y eventualmente la posibilidad de exportar hacia Ecuador.
- Interconexión con Venezuela, que existe una posibilidad de que se puede dar por la zona de Norte de Santander llegando a un punto sobre el gasoducto Ballena - Barranca. Posibilidad que se evaluará con un estudio de más detalle.

Sistema Costa Atlántica

Mercado atendido básicamente por la empresa de transporte **promigas**, existiendo algunos gasoductos menores de propiedad de **ecogás** y privados (Cerromatoso).

Corto Plazo

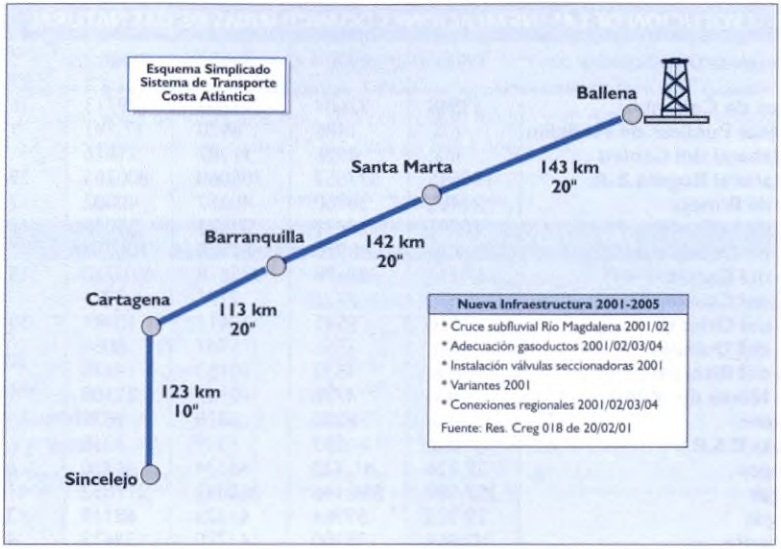
En este horizonte las inversiones previstas en el sistema corresponden a las establecidas y aprobadas a la empresa de transporte de la región (**promigas**) en la resolución de los cargos regulados (Res. Creg 018 del 20 de febrero de 2001).

En este caso las principales obras consideradas, según los flujos establecidos en la gráfica Demanda Esperada de Capacidad, son los siguientes:

- Cruce subfluvial, río magadalena (Puente Pumarejo - Barranquilla), obra que se ejecitaría entre el 2001 y 2002.
- Conexiones regionales a: Los Palmitos (2003, 2",15 km), Chochó (2001, 2",4 km), Galeras (2003, 2",15 km), Granada (2004, 2", 3 km), San Antero (2001, 3", 15 km), Buenavista (2003, 2", 1.5 km), San Carlos (2003, 2", 5 km), Ayapel (2004, 3", 34 km) y Caucasia (2003, 4", 25 km).

Gráfica 2.22: Demanda Esperada de Capacidad, Sistema Costa Atlántica

Gráfica 2.23: Sistema de Transporte, Costa Atlántica



Largo Plazo

En lo que respecta al largo plazo, las inversiones en expansión van a estar jalonadas principalmente por proyectos especiales, de acuerdo con su localización, tales como:

- Exportación/Importación de gas.
- Plantas de Generación Eléctrica.
- Proyecto Abocol (Cartagena).
- Proyecto Siderúrgico.

2.3.3 Distribución

2.3.3.1 Situación Actual

La Distribución y Comercialización ha tenido un importante desarrollo en los últimos años y es así como se paso de tener servicio en 62 municipios en 1993 a 191 municipios en el 2000.

Cuadro 2.14: Evaluación Instalaciones Domiciliarias

EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL					
Empresa Distribuidora	**1993**	**1998**	**1999**	**2000**	**Crecimiento Prom Anual**
Alcanos de Colombia	43848	72689	93603	129713	16.8%
Empresas Públicas de Medellín	n.a.	1485	6970	17.791	n.a.
Gas Natural del Centro	n.a.	4996	11387	21616	n.a.
Gas Natural Bogotá S.A.	130645	577657	705060	800265	29.6%
Gases de B/meja	23486	38900	40357	40082	7.9%
Gases de la Guajira	10547	28691	31521	35076	18.7%
Gases de Occidente	n.a.	24.970	67385	105775	n.a.
Gases del Caribe	147.111	339678	375638	402.720	15.5%
Gases del Cusiana	n.a.	7771	7771	7771	n.a.
Gases del Oriente	518	9545	10411	10411	53.5%
Gases del Quindio	n.a.	3566	5747	8066	n.a.
Gases del Risaralda	n.a.	4533	10153	14375	n.a.
Gases Norte del Valle	n.a.	4798	10127	25108	n.a.
Gasnacer	n.a.	6220	8818	9879	n.a.
Madigas E.S.P.	n.a.	533	1529	3312	n.a.
Metrogas	29,226	41,728	43334	44730	6.3%
Surtigas	127.589	254.146	265842	277852	11.8%
Llanogas	29.323	59964	61529	68119	12.8%
Gasoriente	105064	138200	141770	139623	4.1%
TOTAL PAÍS	647357	1620070	1898952	2162284	18.8%
NO. MUNICIPIOS	62	159	175	191	17.4%

Fuente: *Ecopetrol, Cálculos UPME*

En cuanto al número de conexiones, estas tuvieron un crecimiento del 17.4% entre 1993 y 2000, al pasar 647,357 a 2'162,284 instalaciones domiciliarias (cuadro 2.14).

De acuerdo con lo anterior el cubrimiento estimado por departamento para 1999 (cuadro 2.15) fue de 24% para el promedio nacional, encontrándose regiones con un alto cubrimiento, comparable al alcanzado en países como Argentina que tiene una cobertura urbana del 58%, ya que llegar a un 100% no es viable técnicamente.

Cuadro 2.15: Cubrimiento Gas Natural por Departamento, 1999

CUBRIMIENTO GAS NATURAL POR DEPARTAMENTO 1999	
Departamento	**1999**
Antioquia	1%
Atlántico - Magdalena	68%
Bogotá (Incluye Soacha)	58%
Bolivar - Córdoba - Sucre - Cesar	33%
Caldas	60%
Casanare	12%
C/marca - Boyacá	0%
Huila - Tolima	38%
La Guajira	47%
Meta	46%
Norte de Santander	3%
Quindio	6%
Risaralda	7%
Santander	58%
Valle	10%
TOTAL	**24%**

Fuente: Empresas del sector, Cálculos UPME

En cuanto a las áreas exclusivas[20], tienen las siguientes características: i) Valle del Cauca: conformada por 23 municipios de los cuales once de ellos ya están conectados, faltando por conectar el servicio a 12 municipios; ii) Quindío: conformada por 8 municipios de los cuales 2 ya tienen el servicio; iii) Risaralda: conformada por 7 municipios, 4 de ellos tienen servicio; iv) Caldas: conformada por 5 municipios, de las cuales 3 de ellos ya están conectados; v) Centro - Tolima: cubre a 26 municipios de los cuales solo está conectado Ibagué y vi) Altiplano CundiBoyacense: cubre a 57 municipios, de los cuales 14 de ellos se han conectado.

Cuadro 2.16: Areas Exclusivas

PRINCIPALES INDICADORES ÁREAS EXCLUSIVAS			
Área	**Fecha Concesión**	**Municipios**	
		Compromiso*	**Actuales**
Caldas	Abr-97	5	3
Quindio	Abr-97	8	2
Risaralda	Abr-97	7	4
Norte del Valle	Abr-97	23	11
Centro y Tolima	Jul-97	26	11
Antiplano Cundiboyacá	May-98	57	14

* Año 5; ** Año 8
Fuente: *Ministerio de Minas y Energía, Cálculos UPME*

En lo referente a las tarifas media al usuario residencial, su comportamiento entre 1996 y 1999 es el que se presenta en el cuadro 2.14 donde se tiene por empresa. La tarifa esta compuesta por el costo del gas en boca de pozo, transporte y distribución - comercialización.

En 1999 la tarifa media, sector residencial, la menor se presentó en Cúcuta con $ 191.3/m3, la máxima en Yopal con $ 419 /m3 y el promedio fue de $ 272.9 /m3.

[23] Las áreas exclusivas forman parte del Plan de Masificación y fueron creadas con la Ley de Servicios Públicos. Consisten en dar la exclusividad del servicio de distribución de gas natural durante un período de tiempo (20 años), a cambio del compromiso del concesionario a ampliar la cobertura en estas áreas.

Cuadro 2.17: Tarifa Media Gas Natural, Sector Residencial, Empresa

TARIFAS MEDIAS GAS NATURAL - SECTOR RESIDENCIAL ($/m3)				
Empresas	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**
Alcanos de Colombia	$98.0	$123.3	$239.8	$297.6
Gas Cundi-Boyacence	-	-	-	-
Gases de Cusiana	$196.0	$205.1	$255.3	$419.0
EEPPMM	-	-	$220.5	$289.2
Gas Natural	$147.7	$239.4	$247.1	$314.2
Gases de B/meja	$120.7	$155.0	$238.9	$243.7
Gas del Caribe	$164.2	$190.1	$228.3	$244.0
Gases de la Guajira	$195.7	$223.2	$269.1	$297.0
Gases Norte del Valle	-	-	$167.6	$207.2
Gases de Occidente	-	$308.0	$294.6	$292.2
Gases de Oriente	$198.6	$234.4	$156.3	$191.3
Gases del Quindio	-	-	$248.5	$308.4
Gas del Risaralda	-	-	$184.3	$262.1
Gas Natural del César	-	$251.5	$328.8	$351.6
Gas Natural del Centro	-	$188.0	$186.3	$197.5
Gas Natural del Oriente	$117.0	$188.0	$237.0	ND
Llanogas	$152.1	$206.1	$186.3	$257.1
Madigas	$184.8	$190.3	$224.5	$201.2
Metrogas	$184.8	$190.3	$224.5	$261.7
Surtigas	$112.8	$201.0	$229.1	$277.1

Fuente: *Empresas del Sector, SSPD, Elaboración UPME*

2.3.3.2 Perspectivas

En cuanto a lo que se espera, de acuerdo a los planes de las empresas encargadas de la distribución se va a seguir profundizando la penetración. Se estaría pasando de cerca de 2 millones de instalaciones en 1999 a 3 millones en el 2002, esto representa un avance importante en cubrimiento (cuadro 2.18).

2.3.4 Gas Natural Vehicular -GNV-

Cuadro 2.18: Cubrimiento Esperado

CUBRIMIENTO ESPERADO			
Departamento	**2000**	**2001**	**2002**
Antioquia	4%	9%	14%
Atlántico - Magdalena	69%	70%	70%
Bogotá (Incluye Soacha)	69%	77%	82%
Bolivar - Córdoba - Sucre - Cesar	34%	34%	35%
Caldas	8%	13%	17%
Casanare	13%	13%	14%
C/marca - Boyacá	1%	4%	7%
Huila - Tolima	45%	52%	60%
La Guajira	48%	49%	49%
Meta	47%	48%	49%
Norte de Santander	3%	3%	3%
Quindio	15%	22%	29%
Risaralda	12%	17%	21%
Santander	60%	61%	61%
Valle	15%	21%	26%
TOTAL	**27%**	**31%**	**34%**

Fuente: Empresas del sector, Cálculos UPME

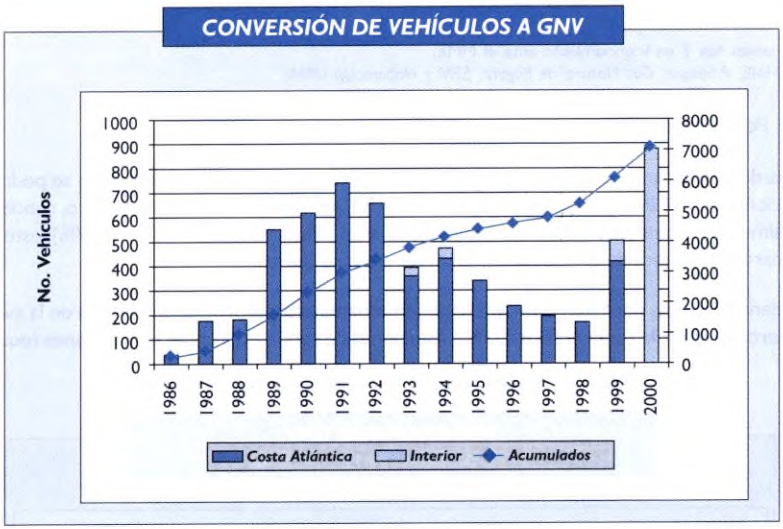
El sector transporte está identificado como el mayor consumidor de energía final en Colombia, lo cual se constituye en un segmento productivo en el que el diseño de políticas de uso eficiente de energía puede lograr un alto impacto benéfico sobre el sistema energético nacional y una reducción de impactos ambientales por el consumo de combustibles limpios.

Desde el punto de vista energético es factible racionalizar el consumo, aumentar la eficiencia energética, diversificar la oferta de combustibles y fortalecer la balanza comercial disminuyendo en lo posible la importación de energía. Con el programa de penetración de GNV se estima que al 2010 se estará sustituyendo una cantidad de gasolina motor cercana a los 15 KBDC, al haber sustitución en cerca de 80,000 vehículos, que implicaría en la balanza comercial un importante ahorro para el país.

2.3.4.1 Avances

El Gas Natural Vehicular -GNV- ha tenido hasta la un impulso inicial en la década de los noventa en el área de la Costa Atlántica, en las ciudades de: Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, Sincelejo y Montería. En el interior, el desarrollo tan solo se esta iniciando recientemente en la ciudades de: Bogotá, Medellín, Armenia, Cali y Bucaramanga. Los datos de conversiones por región se pueden ver en la gráfica 2. 24.

Gráfica 2.23: Conversión de Vehículos a GNV



En la Costa Atlántica la gran mayoría de vehículos está en Barranquilla y el Interior es Bogotá.

En lo que respecta a las estaciones de GNV y talleres de conversión, se viene avanzando y es así que se cuenta con veintinueve estaciones, con otras catorce por entrar. En lo que respecta a talleres, se cuenta con dieciseis y existe expectativa por la entrada de otros veinte.

Cuadro 2.19: Estaciones y Talleres de GNV

ESTACIONES Y TALLERES GNV						
Localidad	**Estaciones Actuales**	**Estaciones por entrar**	**Estaciones Totales**	**Talleres Actuales**	**Talleres por entrar**	**Talleres Totales**
Barranquilla	14	-	14	2	1	3
Cartagena	4	-	4	1	-	1
Santa Marta	1	-	1	1	-	1
Montería	1	-	1	1	-	1
Sincelejo	1	-	1	1	-	1
Neiva	1	-	1	-	-	-
Bucaramanga	1	1	2	-	1	1
Armenia	-	1	1	-	1	1
Bogotá	4	7	11	8	10	18
Cali		3	3	-	3	3
Medellín	2	2	4	2	4	6
TOTAL	**29**	**14**	**43**	**16**	**20**	**36**

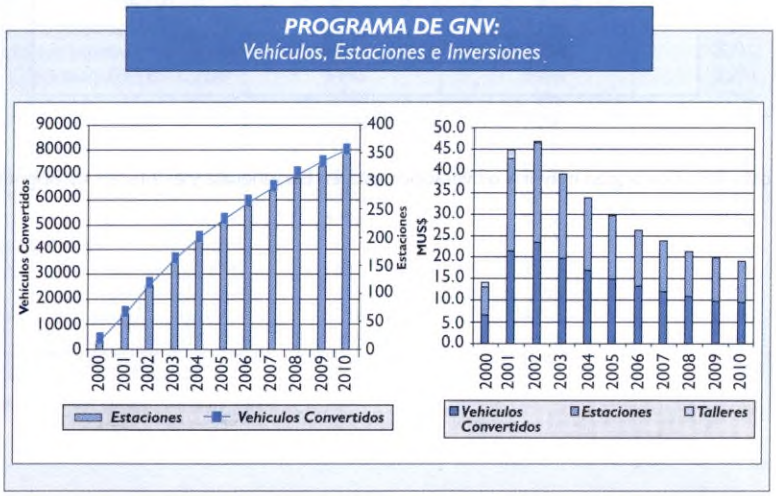
* De las cuales hay 7 en licenciamiento ante el MME.
Fuente: *MME, Promigas, Gas Natural de Bogotá, EPM y elaboración UPME*

2.3.4.2 Perspectivas

De acuerdo con los análisis adelantados por esta Unidad, el tamaño del mercado que se podría dar a nivel nacional hacia el 2010 podría ser de alrededor del 80,000 vehículos de servicio público, concentrados principalmente en taxis en un gran porcentaje (85%) y en menor proporción buses (15%), esto dentro de un marco de política de precios apropiada (ver capítulo Retos).

Las siguientes gráficas permiten observar el dimensionamineto del programa, a través de la evolución de número de vehículos convertidos a GNV, estaciones de servicio a instalar e inversiones requeridas.

Gráfica 2.24: Programa de GNV: Vehículos, Estaciones e Inversiones



Gas Natural y el Sector Eléctrico 3

3. GAS NATURAL Y EL SECTOR ELECTRICO

La interacción del gas natural y el sector eléctrico es quizas uno de los temas que recientemente ha tomado un gran auge. Los problemas surgidos de su interacción son, de difícil manejo, en especial porque se trata de dos industrias con diferentes niveles de madurez. La energía eléctrica es un servicio con un amplio cubrimiento y con muchos años de haberse desarrollado y el gas natural solamente aparece en forma estructurada desde 1993 cuando se lanzó el Plan de Masificación de Gas dandole un impulso a su desarrollo. Además, por su alta componente hidrica, ciertas características del sector eléctrico colombiano como la volatilidad de su consumo de gas hacen que la interacción entre los dos sectores no sea tan fluida como sería deseable.

Hoy en día son industrias en las cuales no debería haber integración vertical[24], de acuerdo a lo establecido en la regulación, y en el cual el gas tiene alguna desventaja en la zona del interior del país ya que falta por desarrollar gran parte del mercado, sobre todo en consumos diferentes al del sector eléctrico.

Dado esta situación es muy importante hacer un seguimiento de los principales impactos derivados de su operación conjunta.

3.1 Tendencias Internacionales

El gas natural y la industria de la energía eléctrica han tenido desde hace tiempo vínculos complejos. Por ejemplo, a nivel del usuario final compiten por las demandas energéticas de los clientes domésticos e industriales. Pero el gas natural además es una fuente importante para la generación de electricidad.

Cada vez más, a medida que las dos industrias experimentan cambios estructurales y reglamentarios fundamentales, se crean más relaciones. Por ejemplo, en muchos países con mercados maduros de gas-electricidad, existen agentes proveedores independientes y filiales de comercialización de los servicios públicos que están asumiendo el papel de comercialización conjunta tanto para el gas como para la electricidad.

Una de las formas empleadas por los agentes, es por ejemplo, que se esta dando para esto es utilizar gas de bajo costo para operar una estación generadora de energía eléctrica y luego comercializarla. De esta manera se está aprovechando las ventajas que presenta un producto sobre el otro en una determinada zona.

3.2 Tendencias Nacionales

El desarrollo de la infraestructura de gas depende en forma importante del desarrollo del sector eléctrico, por las siguientes razones:

- La inversión en generación térmica a gas define en gran medida la demanda potencial del energético y afecta el desarrollo de la infraestrutura de producción y de transporte.
- La localización de las plantas térmicas a gas definirá el desarrollo de las redes de transporte de gas.
- Las reglas, precios y tarifas establecidas en el sector eléctrico definirán el grado de sustitución de la electricidad por gas.

Los sectores de electricidad y gas difieren substancialmente en sus estructuras y niveles de competencia, lo que los lleva a evolucionar de distinta manera. Uno de los puntos donde se da mayor interacción es en las tarifas de los sistemas de transporte tanto de gas como de electricidad, que son un elemento importante en la definición de la ubicación de las plantas de generación.

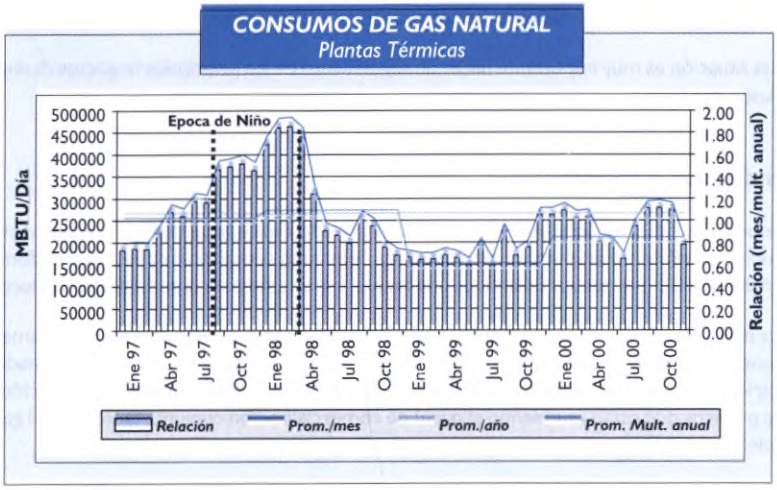
[24] Aunque en el sector eléctrico las dos empresas más grandes están integradas verticalmente, por exepción que establecería la misma regulación.

El gas natural es un combustible que entra a participar en el mercado disputable de la generación eléctrica, para el caso colombiano, junto con el carbón y la hidroeléctricidad[25]. De acuerdo con los precios de estos energéticos y el costo de la tecnología, los agentes tomarán sus decisiones de generación con uno u otro combustible.

3.2.1 Consumo

El mercado de la generación eléctrica es un gran consumidor por excelencia, con unos altos consumos en verano[26] y bajos durante el invierno, que además se acentúa con situaciones como la del fenómeno del niño donde se disminuye en forma anormal el nivel de lluvias (ver gráfico 3.1) y el consumo de gas casi que se duplica con respecto al promedio de las épocas normales.

Gráfica 3.1: Consumo de Gas Natural, Plantas Térmicas



Las plantas de generación eléctrica se encuentran conectadas directamente a los gasoductos. Debido a su comportamiento de consumo afectan en forma directa las dimensiones de los ductos y la fuente proveedora del gas (campos de producción). En estas dos etapas de la cadena del gas donde se ve el efecto directo del sector eléctrico.

Para el caso colombiano, en el 2000 existían 3,585.1 MW de capacidad instalada en plantas de generación eléctrica a gas natural, de los cuales el 70% están ubicados en la Costa Atlántica.

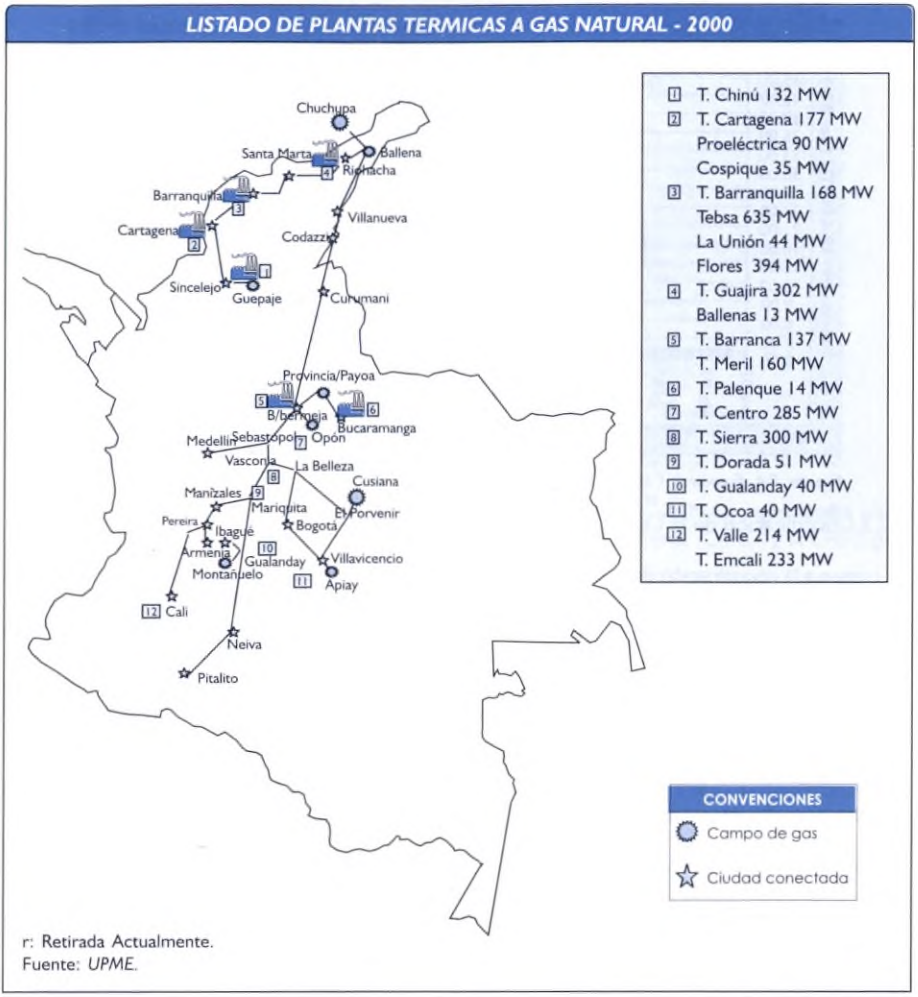
Con respecto a la capacidad total de generación eléctrica del sistema, las plantas a gas representa el 28.5%. Sin embargo, en lo que respecta a energía eléctrica entregada al sistema, las plantas a gas han llegado a aportar hasta un 38%, como ocurrió en marzo de 1998, bajo el impacto de un fenómeno seco.

3.2.2 Precios

La política de precios que se tiene para los sectores de gas y eléctrico, a nivel de la fuente, tienen diferencias claras ya que en el caso del gas los precios son controlados, fijando un precio máximo; y en el caso eléctrico son libres, surgen de la interacción oferta y demanda.

[25] UPME, Plan de Expansión de Referencia, Generación - Transmisión, 2000 - 2015.
[26] El verano son los meses de diciembre a abril y el invierno es de mayo a noviembre. Esta clasificación de estaciones es la utilizada en el sector eléctrico.

Gráfica 3.2: Gasoductos y Plantas Térmicas

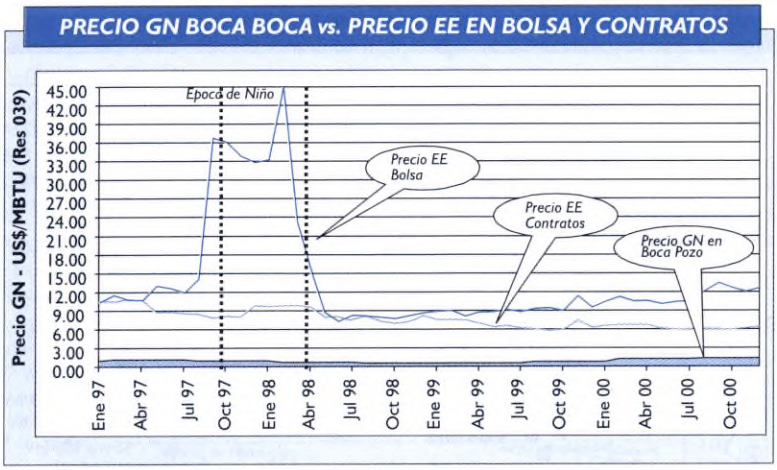


r: Retirada Actualmente.
Fuente: *UPME*.

Esto, como se puede observar en la gráfica 3.3, da como resultado situaciones de precios que no tienen ninguna correlación, entre los dos sectores sobre todo con la energía eléctrica que se transa en bolsa. En el caso de contratos tampoco existe una correlación muy clara, sin embargo los precios del gas y energía eléctrica son más estables.

Dado los cambios que se tienen previstos en el corto y mediano plazo, con la creación de un mercado secundario y la liberación de precios del gas, se espera que se modifique la tendencia actual y muy seguramente el precio del gas pueda reflejar de alguna forma el costo de oportunidad en el mercado mayorista eléctrico.

Gráfica 3.3: Precios Gas Natural Boca de Pozo vs. Energía Eléctrica Mercado Mayorista



Fuente: *ISA, Ecopetrol. Cálculos UPME.*

3.2.3 Coordinación de la Operación

En cuanto a la coordinación de la operación de estos dos sectores, uno de los puntos más complejos dada la alta dependencia del despacho eléctrico del comportamiento de las hidrologías, se tienen algunas reglas que se resumen en la gráfica 3.4 y que corresponde a lo establecido en el Reglamento Único de Transporte de Gas -RUT-, resolución CREG 071 del 3 de diciembre de 1999, y en la resolución CREG 235 del 28 de diciembre de 1997, en donde se define lo referente a los plazos horarios establecidos para el reporte de información relacionada con el despacho económico horario del sector eléctrico.

Este mecanismo se hizo indispensable implementarlo, dado que la velocidad de repuesta de los dos sistemas son muy diferentes, el caso del gas pueden ser horas y en el eléctrico son segundos.

El proceso de inicia con el despacho eléctrico teórico, para luego pasar a las nominaciones de gas por el productor, de acuerdo con las solicitudes de los remitentes, y tan pronto se tiene una nominación de suministro se pasa a hacer la nominación de transporte, aunque como se puede ver se empiezan los procesos en forma casi simultanea.

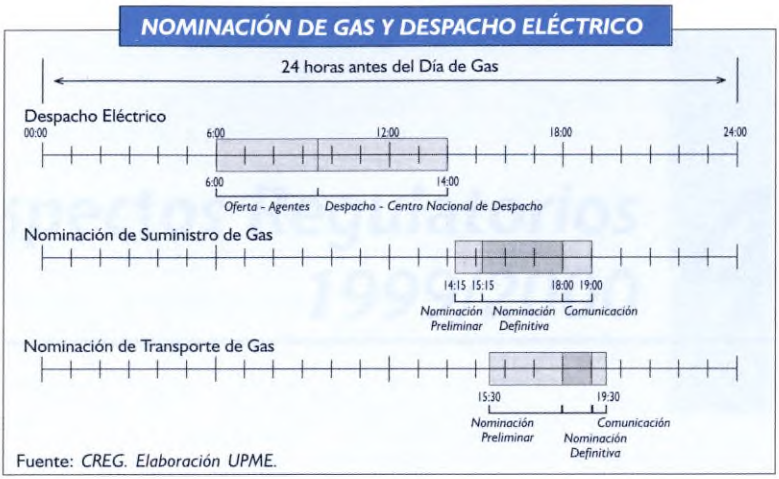
Dentro de estas reglas se tiene lo que se denomina las renominaciones, que corresponden a situaciones no previstas en las nominaciones y que ocurren en el día de operación. A este respecto se establece que solo se aceptan cuatro (4) renominaciones y que se tienen que enviar con seis (6) horas de antelación. Estas serán estudiadas por los productores y transportadores, y pueden ser negadas si existen limitaciones técnicas para atenderlas.

La capacidad de respuesta a estas últimas solicitudes van a estar muy limitadas por las características físicas de los sistemas, por ejemplo en el caso de suministro si se trata de gas libre o asociado, y el caso del transporte su capacidad de pulmón[27] o de empaquetamiento disponible.

De otra parte, es importante resaltar que se tienen previstas las siguientes acciones en el sector gas, que muy seguramente tendrán efecto sobre la coordinación de la operación.

[28] Se refiere a la capacidad de almacenar gas en el ducto.

Gráfica 3.4:Esquema de nominaciones de Gas Natural y Despacho Eléctrico



Fuente: *CREG. Elaboración UPME.*

- Conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural[28] -C.N.O.-, que tendrá como función hacer las recomendaciones a los Centros Principales de Control -C.P.C.- y la CREG para buscar que la operación sea segura, confiable y económica.
- Implementación del Boletín Electrónico de Operaciones por cada uno de los transportadores, ésto permitirá, de acuerdo con lo definido por el RUT, el acceso libre y permanente a la siguiente información: manual del transportador, ciclo de nominación, volumen transportado diariamente, ofertas de liberación de capacidad y suministro de gas, capacidad disponible, solicitudes del servicio, capacidad contratada y cuentas de balance.

Se considera que este sería el primer paso para que se pueda desarrollar el mercado secundario de gas.

3.2.4 Perspectivas[29]

En cuanto a la instalación de nuevas plantas a gas, en la actualidad, en el catálogo de proyectos de generación eléctrica registrados ante la **UPME** existen 1944 MW que utilizarían gas como combustible, y que podrían llegar a tener un consumo máximo de 324 MPCD[30]. Estas plantas tienen como ubicación geográfica las zonas de la Costa Atlántica, Magdalena Medio y Llanos.

Teniendo en cuenta la anterior información y los análisis adelantados por la Unidad para el horizonte 2000 - 2004, podrían ingresar al sistema eléctrico 840 MW de capacidad de generación en gas, que tendrían un consumo máximo de 140 MPCD. Su ubicación geográfica sería principalmente la Costa Atlántica.

En cuanto a las perspectivas de largo plazo, período 2005 - 2010, los análisis muestran que la competitividad del gas para generación eléctrica va a estar muy influenciada por el desarrollo de reservas, el descubrimiento de nuevas fuentes y el comportamiento de los precios.

De acuerdo con esto último la UPME ha identificado dos[31] posibles escenarios, dada la competitividad del gas como combustible en la generación eléctrica, que dan como resultado, lo siguiente: el primero, donde se llegarían a instalar tan solo 276 MW que consumirían como máximo 46 MPCD y el segundo, donde se instalarían 1223 MW que consumirían como máximo 204 MPCD.

---

[28] Creado con la Ley 401 de 1997.

[29] Idem 1.

[30] Se considera un consumo promedio de 25 MPCDpor cada 150 MW para Ciclo Combinado.

[31] Aunque en el ejercicio del Plan de Expansión Eléctrico se tienen cuatro estratégias, aquí sólamnete consideramos dos, que son las que nos definen la mayor y menor capacidad de instalar con gas

Aspectos Regulatorios 1999/2000

4

4. ASPECTOS REGULATORIOS 1999 / 2000

Durante los años 1999/2000 la regulación en gas natural ha tenido una gran dinámica, ya que se cumplió el ciclo de las regulaciones expedidas en 1995 y cuyo período de aplicación eran cinco (5) años. Por esto la CREG teniendo en cuenta las experiencias del período de aplicación de la regulación 1995-1999, ha expedido, lo que se podría llamar una nueva generación de Resoluciones que pretenden dar un marco más coherente para el desarrollo del sector.

A continuación se desarrollan de algunos de los temas que estaban pendientes por sacar adelante a criterio de la UPME:

4.1 Competencia en el Suministro

En cuanto a impulsar la competencia, la CREG en su Resolución 023 de 2000, Artículo 8°, establece que comisión definirá un sistema para ofertar en subasta pública el gas de regalías y el gas de Ecopetrol :

"...la Comisión establecerá un mecanismo de subastas para la venta total o parcial del gas de regalías y del gas producido por Ecopetrol ...."

Esto traerá como consecuencia que los usuarios tendrán una mayor parte de la oferta disponible en forma directa, sin participación del productor. Como máximo el 60% en el mejor de los casos, según los contratos de Asociación, y en la práctica mucho más, por la reversión en el año 2004 de los campos de la Guajira.

Sin embargo debemos recordar que una parte importante de las regalías esta comprometidas con los contratos de largo plazo de venta de gas natural a las plantas termoeléctricas, por lo que esta medida no tendrá un impacto inmediato y su efecto será gradual e incremental con las nuevas regalías que vayan apareciendo a partir de ahora.

La situación actual es que el mercado está en manos de Ecopetrol y Texaco, con pequeños volúmenes ofrecidos por Braspetro y otras empresas.

Existe la perspectiva en el mediano plazo de la entrada en el mercado del gas del campo de Cusiana, lo que implicaría que se ampliaría el número de oferentes, pues entrarían como oferentes los socios allí: British Petroleum, Total, y Triton.

El gas de Cusiana se requiere en el mediano plazo para poder atender las necesidades del mercado del interior. En el caso de presentar un evento seco (fenómeno del niño) en el verano 2002/03 este gas se requeriría para cubrir la demanda de las plantas térmicas del interior; de no presentarse este evento éste se sigue requiriendo a partir del 2004 para cubrir la demanda creciente de los diferentes sectores.

La regulación actual, obliga a los diferentes productores a comercializar su gas separadamente, así sean socios en el mismo campo, tal como establece la Resolución 071 de 1998 en su Artículo 6°.

En cuanto a la perspectivas de largo plazo, el gobierno nacional viene trabajado con su homologo venezolano en el estudio conjunto de opciones de interconexión gasífera entre los dos países, para aprovechar en un caso sus amplias reservas y en el otro su posición estratégica.

4.2 Precios

Hasta el momento los precios han estado sujetos a dos Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, que han sido avaladas por la CREG en su Resolución 029 de 1995, retomada en la Resolución 057[1] de 1997. Se trata de las Resoluciones 039 de 1977, y 061 de 1983.

La primera define los precios del gas para los campos de la Guajira, la otra para el resto del país. En ambos casos se trata de una indexación de los precios del gas al la del precio del fuel oil de exportación.

Adicionalmente la CREG, en las resoluciones mencionadas anteriormente, definió que a partir del año 2005 el precio del gas natural será libre.

Posteriormente la CREG expidió la resolución 023 de 2000, donde define los precios del gas natural para los diferentes campos del país entregados en troncal.

Los apartes principales de esta resolución son:

- Mantiene vigente el valor de la resolución 039, la que se aplica a los campos de la Guajira.
- Mantiene vigente la aplicación de la Res 061, solo para el campo de Opón, y libera el precio de los demás campos.
- En el caso de Cusiana, establece tres niveles de precios : Mantiene el precio para gas asociado de la Resolución 061 si los volumenes producidos y vendidos están por debajo de 110 MPCD. Define US$1.10 /MBTU, si el volumen producido supera este número, y liberación de los precios, si el volúmen producido supera los 180 MPCD.
- Mantiene la liberación de los precios para los campos nuevos, y adicionan como concepto el hecho de que se trata de precios tipo «Pague lo Demandado». También se menciona que los contratos "Pague lo Contratado" deberán tener descuentos con respecto al precio de resolución.
- Mantiene la liberación de precios en boca de pozo para todos los campos a partir del 2005, pero sujeta a que la CREG constate que existe competencia para esa fecha.

4.3 Tarifas de Transporte

A este respecto la CREG estableció una nueva[3] metodología para el cálculo de las tarifas a través de la resolución 001 de 2000, cuyos principales aspectos son:

❑ Costo del Capital
La remuneración del capital será del 11.5% antes de impuestos, para la parte fija de la tarifa incluyendo los AO&M, y del 16% antes de impuestos para la parte variable de la tarifa (cargo por volúmen transportado).

Esta remuneración a capital es rentabilidad máxima, que en ningún momento están garantizadas por la CREG.

---

[1] Es importante resaltar que en la interpretación de esta resolución la CREG ha definido que el precio en boca de pozo refleja el precio de un producto listo para ser comercializado, es decir incluye el tratamiento del gas. La CREG antes reconocía como costo adicional, el costo del transporte del campo productor hasta el nodo de entrada del sistema de transporte, ahora determinó que los precios son en troncal.

[2] El precio del gas asociado en la Resolución 061, está establecido en el 50% del precio del gas no asociado.

[3] Hasta el momento existían dos estructuras tarifarias diferenciadas en el transporte del gas natural en Colombia. La tarifa de Promigas (Costa Atlántica) que es una estampilla única; y la tarifa del Interior (Ecogas, Transmetano, Transoriente) basada en señales de Entrada-Salida, con un nodo de referencia (Vasconia), sistema al cual se le superpuso una tarifa estampilla.

• Inversión[4]
Se reconoce como inversión base, el costo de la inversión aceptado por la CREG en la última revisión tarifaria, actualizada con la inflación USA al productor (PPI).

Se asume una vida útil (llamada normativa) de 20 años. Tiempo establecido para recuperar el capital. Al final del periodo, el bien comienza a depreciarse, mediante el cálculo del costo de oportunidad del tubo hasta agotarse su vida útil.

Para los BOMTs, se usa como valor base el valor pactado para la transferencia de activos de Ecopetrol a Ecogas (Decreto 958 / 98). Para estos gasoductos, se asumió una vida útil normativa de 30 años en lugar de 20, esto debido a que los pagos pactados con Ecopetrol fueron a 30 años.

Para nuevas inversiones, se reportarán las planeadas para los próximos cinco años. Si se realizan nuevas inversiones no programadas, la resolución 073 de 2001 permite que se cobren cargos diferenciales, previa autorización de la CREG.

• AO&M (gastos operacionales y de administración)[5]
Se tomaran los reportados por la empresa y se comparan con los de otras empresas del mismo tipo a nivel nacional e internacional.

• Demandas
La empresa que solicite tarifa, deberá enviar de tres a cinco escenarios de proyección de demanda a la CREG. Los escenarios deberán definir la demanda incremental por nuevas inversiones. Estos deberán incluir volúmenes anuales, y demandas máximas, que deberán estar suficientemente justificados.

Adicionalmente la CREG definió un nuevo concepto denominado «factor de utilización normativo», el cual establece, que ningún gasoducto puede estar por debajo de un factor de utilización de 50%. En el evento de que esto suceda, la CREG le define un valor mínimo de demanda.

• Estimación de cargos

Para ésto se ha establecido la siguiente fórmula:

Donde : CF= Cargo Fijo, CV= Cargo Variable y CP= Corto Plazo

Los ingresos de corto plazo son aquellos por ventas de transporte interrumpible por parte del transportador.

Opciones para la determinación de los cargos

Los cargos podrán ser pactados de tres maneras:

a. Mutuo acuerdo. Con base en las tarifas aprobadas.

b. Determinación libre. Saliéndose del marco de las tarifas establecidas.

c. Aproximación ordinal. Método al que se llega en el caso de que no haya acuerdo de ningún tipo entre las partes.

La aproximación ordinal, consiste en ir a un gráfico calculado previamente por la CREG donde se establecen dos curvas una creciente para cargos fijos y una decreciente para cargos variables, de 0 a 100 % y la otra de 100 a 0 %.

[4] Reportadas en dólares.
[5] Reportados en pesos.

El cliente y el transportador, presentan cada uno sus ofertas basadas en las curvas mencionadas, en orden descendente, en un sobre cerrado. Una vez conocidas las ofertas, se toman las dos mas parecidas y esta es la tarifa que debe regir para un período de cinco años.

Para el caso de usuarios no termoeléctricos, se establece el requerimiento de que se definan cargos con factores de carga de 50% como mínimo.

La CREG establece también que todo cargo pactado, independientemente de la parte fija y variable pactada, otorga derechos de capacidad en firme del 100%.

Obligación de informar sobre cargos pactados

La CREG establece que se deberán publicar en el boletín electrónico los cargos pactados, con el fin de que se haga público. Asimismo deberá publicar sus cargos regulados.

Actualización de cargos

La empresa actualizará los cargos cada año con el índice de inflación del productor USA. Para la parte en pesos lo hará con el mismo índice colombiano.

❑ Esquema de cargos de transporte
Se define una metodología general y una particular, para el trayecto Ballena - El Porvenir, la cual tendrá una tarifa por distancia.

El sistema general consiste en que la empresas podrán presentar a consideración de la Comisión, esquemas de cargos de transporte que consideren adecuados. Los cuales deberán ser justificados. La Comisión se reserva la potestad de adoptar o no las propuestas.

Al inicio del 2001, la CREG aprobó la estructura tarifaría de las diferentes empresas transportadoras con excepción de las tarifas de ECOGAS que aún se encuentran en estudio.

- **Modificaciones con respecto a lo establecido en la resolución 057 de 1997**

A este respecto se resaltan los siguientes cambios:

a. El cambio metodológico de la CREG en lo que se refiere a la valoración de los activos de los BOMTs que maneja Ecogas. Ya no se van a adoptar los valores normativos, sino el valor presente de lo acordado entre Ecopetrol y Ecogas, tal como se especificó en la ley Ecogas.

   La Ley especificaba que el valor de los activos para ser traspasados de Ecopetrol a Ecogas, sería el 80% del valor en libros de los activos propiedad de Ecopetrol, y en cuanto a los BOMTs como mínimo el 70% de su valor presente remanente.

   Sin embargo, para el cálculo tarifario solo se acepta el valor presente (descontado al 7%) de los primeros 20 años y solo posteriormente permite introducir los 10 años restantes paulatinamente cada cinco años, es decir para cada nuevo periodo tarifario. Recordemos que el pago de los BOMTs a Ecopetrol se realiza en un periodo de 30 años.

b. La supresión del cargo estampilla del sistema del interior.

c. La eliminación de los sistemas Centro e Interior, y el trabajo de la CREG con cada empresa por separado. Es decir no se aprueban tarifas para el sistema del interior, sino para Ecogas, Transmetano, etc.

d. Se establece como regla que la empresa de garantía de 100% de capacidad independientemente de la cantidad remunerada en firme. Esto puede ser problemático para los transportadores con bajos factores de carga en sus gasoductos.

e. Se introduce el tema del factor de utilización normativo, en relación con la parte volumétrica (demanda), la CREG establece que en caso de que el factor de uso no sea igual al 50%, se descartan los volúmenes presentados, y se emplea una línea recta de 15 años, del dato del consumo real del año anterior y la Capacidad Máxima del gasoducto en el año 15. A partir del año 15 y durante 5 años, hasta el año 20, se asume que el volumen medio es igual al máximo.

   En adición a lo anterior, está definido como Capacidad Máxima del gasoducto, aquella en que la presión de entrada es igual a 1200 PSIA y la de salida 350 PSIA.

f. La obligatoriedad de pactar tarifas por cinco años.

4.4 Reglamento Unico de Transporte -RUT-

En diciembre de 1999 la CREG expidió la resolución 071 en la cual establece el Reglamento Unico de Transporte que tiene como objetivo asegurar que el servicio de transporte de gas se realice bajo parámetros de calidad, de acceso abierto y permita el desarrollo de mercados. El Reglamento se aplica a todos los agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, quienes lo deberán tener en cuenta al suscribir contratos[6].

a. Centros Principales de Control - CPC - . Funciones

   Recibir y procesar nominaciones y renominaciones.
   Elaborar programa de transporte.
   Supervisar y coordinar operación de gasoductos bajo su responsabilidad.
   Monitorear integridad, seguridad y confiabilidad.
   Coordinar atención de desbalances y variaciones al programa de transporte.
   Procesar mediciones y demás procedimientos para liquidación.
   Facturar los servicios de transporte.
   Administrar el Boletín Electrónico de Operaciones -BEO-.
   Coordinar con otros CPCs la elaboración de los Programas de Transporte, cuando el Remitente use mas de un Sistema.
   Elaborar cuentas de balance.
   Informar a los Remitentes del programa de mantenimiento.

   Los CPCs funcionarán las 24 horas, con personal técnico capacitado. Las actividades se pueden subcontratar, y los costos del CPC son remunerados a través de las tarifas de transporte.

b. Acceso y Servicios de Transporte.
   Compromiso de Acceso : Todo transportador debe garantizar el libre acceso. Incluye gasoductos dedicados.

   Garantía de capacidad : Siempre que exista capacidad disponible el transportador deberá ponerla al servicio de quién la solicite.

   Desvios : Se permiten desvios. Siempre que sea técnicamente posible.

c. Tipos de Contrato
   Diferentes modalidades enmarcadas dentro del sistema de Contratos de Capacidad: Firme e Interrumpible.

[6] Vigencia del RUT sobre los contratos pactados con anterioridad y hacia el futuro: «A partir de la expedición del presente Reglamento, todos los Contratos de Transporte que se suscriban incluirán una cláusula de ajuste que permita acoger las modificaciones que se hagan al RUT, sus normas complementarias y en general las demás reglamentaciones que expida la Comisión". "Tanto los acuerdos como los contratos firmados con anterioridad y posterioridad a la expedición del presente reglamento, deberán ajustarse a la reglamentación aquí establecida".

El contrato debe contener : fecha, tipo de servicio, quién lo firma, termino, fecha de iniciación, puntos de entrada y salida, capacidad contratada, presión a la salida, tarifas (CREG), condición de factura, forma y garantías de pago, modalidad de facturación, causal de suspensión, procedimiento para restaurar el servicio, condiciones previas al remitente, procedimiento de modificación, condiciones para cesión del contrato, características técnicas mínimas (equipos de medición), especificaciones del gas y cláusula de ajuste por cambios regulatorios.

d. Boletín Electrónico de Operaciones. - BEO -
Sistema de información electrónico, uno por cada transportador, a través de Internet, de acceso libre en línea y permanente para suministrar la siguiente información: manual del transportador, ciclo de nominación, volumen total transportado diariamente por gasoducto, ofertas de liberación de capacidad y de suministro, incluyendo E/S (entrada/salida), solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes, y puntos de E/S, capacidad contratada y cuentas de balance.

Los BEO de los diferentes transportadores deben tener la capacidad de intercambiar información.

e. Mercado Secundario (Bilateral), de transporte y suministro.
Derecho de comercializar libremente (liberar) su gas y su capacidad de transporte no utilizada por parte del remitente. Solo negociable Capacidad en Firme.

Procedimiento: 1)Informar al CPC - Centro Principal de Control - respectivo con términos y condiciones, exceptuando precio. 2) CPC informa en su BEO, la oferta, con términos y condiciones, y el nombre de quién libera capacidad. 3) Los otros BEO replican la información.

El transportador no tiene permitido adquirir capacidad secundaria.

Igualdad de condiciones para despliegue de información entre Capacidad Primaria y Capacidad Secundaria (capacidad primaria es la que comercializa el transportador).

Los puntos de E/S pueden ser cambiados (requiere Visto Bueno del CPC para que no afecten la operación y otros contratos). Podrá tener costos adicionales.
Los precios y demás condiciones (volumen) serán pactados libremente y se informará al CPC para su publicación sin indicar nombres.

El remitente reemplazante está sujeto al RUT.

f. Liberación de derechos de suministro de gas.
Se podrá hacer total o parcialmente, permanentemente o durante un periodo determinado mediante el siguiente procedimiento:

Informar al CPC, términos y condiciones de la oferta, exceptuando precio, para su publicación en los BEO del país. Los productores-comercializadores **no** podrán adquirir derechos liberados. Precios y condiciones se pactan libremente.
No libera de obligaciones contractuales. Se puede cambiar de nodos de E/S.

g. Conexiones
Construcción y/o propiedad : Agente, transportador, tercero. Es de libre elección. De ser del transportador podrá cobrar Cargo por Conexión.
Los puntos de E / S son del transportador.
Los Transportadores deberán cotizar. La solicitud deberá incluir : Condiciones técnicas, localización, etc. Formatos de solicitud.
El remitente deberá instalar equipos protectores en los puntos de salida.
Control de calidad del gas en la salida, responsabilidad del remitente.
Se puede rehusar el servicio si instalaciones del remitente no se ajustan a normas. Inspecciones cada cinco años mínimo.

Las conexiones no forman parte del sistema de transporte para cálculo tarifario, con excepción de las que lo fueren a la fecha de expedición RUT.

Los puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte -SNT- son de responsabilidad del Agente que entrega gas al sistema (productor - comercializador). Deberán tener cromatografos de registro continuo para monitoreo de calidad del gas, que serán operados por él mismo.

h. Operación del Sistema de Transporte de Gas Natural.
Los transportadores deberán acogerse a : RUT, demás reglamentación CREG, disposiciones del MME, otras autoridades.

Cuando el Transportador contrate con terceros la prestación del servicio, este deberá acogerse también al RUT.

Cualquier Remitente que solicite los servicios deberá ser atendido sin discriminación.

i. Manual de Información y Procedimientos Operacionales y Comerciales del Transportador.
- Información y Procedimientos Comerciales : Cargos, Contratos típicos, procedimiento de solicitud de servicios de transporte, de subasta de Capacidad Disponible Primaria, de liberación de capacidad, para solicitud de desvíos, para solicitud de conexión. Metodología para calcular costos de conexión, y puntos de salida y de entrada.

- Información y Procedimientos Operacionales : Mapa del sistema de transporte, capacidad máxima de los gasoductos, formatos de nominación y renominación, procedimientos para solución de desbalances, acuerdos operativos de balance, plan de contingencias y coordinación de seguridad.

j. Registro de interrupciones.
Contenido : Descripción de la interrupción, secuencia de la misma (horas, minutos), demanda no atendida, causas de la interrupción, conclusiones y recomendaciones.
No se aceptan interrupciones por mantenimiento. Salvo fuerza mayor.

Estadísticas : Se deberán llevar registros de interrupciones, que se reportarán anualmente a la SSPD y la CREG, en el primer trimestre de c/año. Y se deberá llevar una serie no inferior a tres años.

Clasificación : El C.N.O de gas deberá proponer una clasificación en función de : causa, duración, eventos programados y no programados.

Indicadores de calidad : Posteriormente la CREG establecerá estos.

k. Nominaciones.
Para cada hora del Día de Gas se deberá nominar al CPC la Cantidad de Energía a transportar.

Los Distribuidores podrán nominar en forma diaria pero deberán enviar un perfil de demanda horaria estimada.

Aquellos Remitentes cuya utilización del gasoducto sea inferior al 5% de la Capacidad Maxima, podrán entregar en forma semanal su perfil típico de demanda horaria esperada.

l. Obligaciones del Remitente.
Todo remitente está en obligación de mantenerse dentro de las cantidades de energía confirmadas para permitir la estabilidad operacional del Sistema de Transporte. Será responsable por los efectos que provoque su incumplimiento. Podrá repetir contra un tercero. El Transportador podrá interrumpir temporalmente el servicio para corregir el desbalance causado.

m.Acuerdos de Balance
Se podrán pactar entre dos partes. Entre remitentes, entre Comercializadores y Remitentes, o con Almacenadores, o con Transportadores. Se deberá informar del mismo al CPC respectivo. El CNO elaborará formatos de Acuerdos de Balance marco.

n. Cuentas de Balance
Es un instrumento que registra los Desbalances acumulados de un remitente, y define la manera de corregirlos. Será de tipo diario excepto si el Remitente utiliza 5% o menos de la capacidad máxima del tubo, en este caso podrá ser mensual.

o. Custodia y Título sobre el Gas.
El transportador tiene la custodia en el momento que lo recibe del remitente en el Punto de Entrada, y lo regresa al Remitente en el Punto de Salida.

p. Atención de Emergencias.
El Transportador deberá contar con una oficina para este fin que funcione las 24 horas del día.

q. Medición y Facturación
Se deberá efectuar a la Entrada y a la Salida. Donde haya telemedida se hará en forma horaria, sino será en forma diaria. La medición la hará el Transportador. Los cálculos (determinación de volúmenes transportados allí donde haya que hacerlo, Variaciones, Desbalances) y Reconciliaciones, el CPC respectivo.

Los Equipos de medición y de calidad (cromatógrafo), en el punto de entrada serán responsabilidad del Productor- Comercializador.

Los Equipos de medición y de calidad si se requiere (cromatógrafo), en el punto de salida serán responsabilidad del Remitente.

El sistema debe constar de un elemento Primario de medición obligatorio, y de un elemento secundario de medición opcional.

r. Calidad del Gas.
El reglamento define la calidad mínima del gas natural que se transporta por los gasoductos.

4.5 Exportaciones de Gas Natural

La resolución final sobre exportaciones de gas natural, Resolución 017 del 2000 no sufrió mayores modificaciones con respecto al texto original presentado por la CREG a consideración de los agentes.

Esta resolución se expidió con el objeto de organizar las exportaciones de gas natural, invocando los Artículos 23 y 74.1 de la ley 142 de 1994.

El Artículo 23 establece el denominado Ambito Territorial de Operación, donde establece que las empresas de servicios públicos pueden trabajar en cualquier parte del territorio nacional, y del extranjero y también que : «*...Las comisiones de regulación podrán prohibir que se facilite a usuarios en el exterior ...el gas combustible, o el acceso a redes, cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad fisica y financiera de atender, cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las formulas aprobadas por las comisiones.*»

El Articulo 74.1 establece las funciones especiales de las comisiones de regulación donde establece entre otros : «*... Regular el ejercicio de las actividades de .... gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente.....*»

Esta Resolución define que aquel que vaya a realizar exportaciones por periodos superiores a seis meses, deberá constituirse como Comercializador de gas combustible.

Define que los gasoductos de exportación deberán garantizar el libre acceso a quien lo solicite, en igual forma de los que forman parte de la red nacional de gasoductos.

La CREG define que la tarifa del gasoducto de exportación será definida mediante la metodología general del SNT.

La Resolución establece que se podrán prohibir las exportaciones de gas por diversos motivos :

En primer lugar por existir reservas insuficientes de gas natural, en segundo lugar por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural, y en tercer lugar por la existencia de solicitudes de suministro no atendidas.

En el primer caso establece una relación Reservas / Producción mínimas de 6 años.

En el segundo caso se trata de situaciones coyunturales de restricciones de suministro y/o transporte, como pudiera ser el caso de la ocurrencia del denominado fenómeno de El Niño, donde eventualmente puedan producirse situaciones de sobre demanda. De cualquier modo, la Resolución establece que si los contratos con el comprador en el extranjero son en firme, estos contratos recibirán igual tratamiento que los contratos nacionales, es decir serán racionados, de ser necesario, en igual proporción.

En el tercer caso, la Resolución tiene latente la posibilidad de que el exportador tenga eventualmente que interrumpir su actividad por solicitud de un tercero, y le crea el riesgo de tener que suspender contratos de suministro.

Deja la abierta la posibilidad de que un tercero pueda solicitar gas y desplace al gas de exportación, y deja como defensa al exportador lo establecido en el parágrafo c) del Artículo 8° . «*Que su solicitud de suministro es seria* (la del tercero solicitante) *y en caso de no celebrar el respectivo contrato con el productor-comercializador, según sea el caso, responderá civilmente de acuerdo con las normas contenidas en el Código civil, Código de comercio y demás normas aplicables ....*».

Sin embargo en la Resolución no se hace mención a los perjuicios causados por los contratos en el extranjero que se dejen de honrar. Es decir, en el evento de que, con el fin de abastecer un consumidor local, el productor-comercializador deba rescindir su contrato con el exportador y obligue a este último a incumplir sus compromisos contractuales, el exportador no recibe ningún tipo de compensación.

En este aspecto quizás se hizo una interpretación de la ley un poco restrictiva. Se podría haber hecho un desarrollo similar al sistema argentino, donde la verificación de disponibilidad y de abastecimiento del mercado interno, se hace ex-ante, y no ex-post al permiso de exportar, por lo que la misma norma hubiese podido ser redactada permitiendo que los volúmenes de gas necesarios para el abastecimiento del mercado interno se negocien con el tiempo necesario, sin necesidad de tener que obligar al exportador a suspender sus exportaciones.

4.6 Aclaración Sobre el Tema de Distribución de Gas Combustible por Tubería[7]

En 1995 la Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió las resoluciones 39 y 40 de 1995 donde se fija la metodología para la fijación de las tarifas en las empresas que distribuyen el gas natural en el país.

Posteriormente estas Resoluciones fueron recogidas en la Resolución 057 de 1996.

[7] Para aquellos lectores que deseen profundizar sobre el tema, se recomienda leer la parte correspondiente a Distribución en la Resolución 057 de 1996.

El método de fijación de tarifas, se basa en la determinación de un costo medio de prestación del servicio, a partir de la cual la empresa está en libertad de organizar su esquema tarifario, siempre y cuando respete el costo medio.

Las tarifas se fijan para periodos de cinco años, y se actualizan en forma anual con la inflación. Si la empresa hubiese cobrado a los usuarios domésticos, tarifas por encima de lo autorizado, se le descuenta el exceso cobrado de mas del costo medio, y esta se reduce; en el caso opuesto esta se incrementa.

Las tarifas que fijan las empresas deben estar distribuidas en una parte fija y otra variable, la primera debe reflejar los costos fijos y la segunda los variables.

Para la fijación del costo medio, se reconoce una tasa de retorno antes de impuestos, se reconocen los costos de administración, operación y mantenimiento, y las inversiones futuras de las empresas de gas. También se reconocen los activos de las empresas a costo de reposición.

Este costo medio aprobado es la tarifa de la empresa que se conoce como Dt. Luego ésta tiene cierto margen de libertad para diseñar a partir de dicho costo medio o tarifa, su esquema tarifario, por ejemplo con tarifas diferenciales por rangos de consumo, o por tipo de usuario (industrial, domestico).

Existe un factor de eficiencia, Xt que reduce en un pequeño porcentaje la tarifa cada año. Adicionalmente se introdujo un factor de ajuste, Kst, que permite controlar cuando la empresa cobra tarifas por encima de lo autorizado, básicamente consiste en la división de los ingresos anuales por ventas a los usuarios domésticos dividido por los miles de pies cúbicos vendidos a dichos usuarios, si el resultado era superior al Dt aprobado, al año siguiente se reduce la tarifa, o viceversa.

La nueva Resolución, la 007 de 2000, da la opción a los distribuidores, que para lo que les resta de su periodo tarifario, puedan actualizar mes a mes la tarifa al usuario final, involucrando en el cambio los factores de inflación y devaluación.

La ventaja de la resolución está en que al año siguiente, al actualizarse el factor de ajuste Kst, que éste no esté tan desfasado con respecto a la realidad. Al realizarse ajustes mensuales, la tarifa se va adaptando en forma paulatina.

Lo anterior es muy importante sobre todo en el caso de empresas que estén en expansión y que tuviesen Kst de signo negativo, por cuanto en ese caso terminarían devolviendo a los usuarios por la vía de tarifas, mas de lo que cobraron como adicional en el año anterior.

Recordemos que el Kst es un factor que impide que las empresas cobren tarifas por encima de las autorizadas, pues representa la diferencia entre el monto por unidad de volumen autorizado, comparado con el monto unitario realmente recaudado.

Retos 5

5. RETOS

La industria del gas natural hoy en día ante sí tiene importantes retos para garantizar su subsistencia y continuar en una senda de expansión del mercado. En este capítulo se presentan algunos de los principales temas que requieren de definición:

5.1 Precios y Competencia

Existen preocupaciones en la regulación del gas natural. Concretamente en lo que se relaciona con la competencia y el precio del gas.

El tema de los precios del gas natural, está íntimamente relacionado con el de la competencia. Hay una controversia sobre la liberación de precios y la falta de competencia.

El reto consiste en identificar mecanismos que permita a los combustibles sustitutos tener un papel más activo en el control del precio del gas, sobre todo en lo que respecta a los grandes consumidores. Además de darse el desarrollo del mercado secundario, los nuevos hallazgos, las importaciones de Venezuela y la venta del gas de regalías. Todas estas son situaciones que van a estar directamente afectadas por el precio y su vez van a afectar el precio del gas.

En lo que se refiere a la competencia en la oferta, se observa que el sector tiene hoy en día una oferta adecuada, pero que sin embargo el numero de oferentes es reducido, y esto limita la posibilidad de escogencia para el comprador y pudiera tener como consecuencia posiciones monopólicas.

En la actualidad el mercado está en manos de Ecopetrol y Texaco, con pequeños volúmenes ofrecidos por otras empresas.

Existe la perspectiva en el mediano plazo, de la entrada en el mercado del gas del campo de Cusiana, lo que implicaría la ampliación del número de oferentes, pues entrarían los socios que hacen parte de este proyecto: British Petroleum, Total, y Triton, dado que la regulación actual, obliga a los diferentes productores a comercializar su gas separadamente, así sean socios en el mismo campo.

En lo que respecta a otras opciones, el Gobierno Nacional ha trabajado a diferentes niveles para incentivar la competencia y aumentar la disponibilidad. Concretamente está pensando en potenciar la interconexión gasífera Venezuela - Colombia, para eventuales importaciones, y en la actualidad (segundo semestre 2001) se esta haciendo un estudio binacional para explorar la potencialidad de la interconexión y la exportación a terceros países.

Por su parte la Creg, en su Resolución 023 de 2000, determinó que definirá un sistema para ofertar en subasta pública el gas de regalías.

Es de esperarse que una vez se concreten estas perspectivas, el mercado será más competitivo.

A este respecto el reto se deberá centrar en tener un marco regulatorio que permita a los actores del sector actuar de una forma más creativa en el tipo de contratos que se desarrollen, de tal forma que sea el mercado el que direccione los tipo de contratos que se deben dar, sin que exista abuso de posición dominante de algunos de los actores, y que además incentive las interconexiones internacionales, tanto para exportar como para importar.

5.2 Expansión del Sistema de Transporte

En la actualidad la expansión del sistema de transporte de gas natural no se halla garantizada, y depende enteramente de las decisiones de las empresas, sin que exista una coordinación real con el gobierno nacional. Sin embargo se requiere que el sistema se siga expandiendo.

Existe el problema de que no necesariamente todas las expansiones son rentables por si mismas para el transportador, aunque en un análisis integrado, incluyendo el beneficio obtenido por el productor y por el usuario del gas, es posible que la inversión llegue a serlo.

El sector gas, a diferencia del eléctrico, tiene un sistema de transporte donde existe el factor de riesgo de mercado, y este lo asume el transportador. En el sector eléctrico la transmisión se regula por ingresos, en cambio en el de gas, el transporte se regula por tarifas. Las tarifas y el volumen transportado reflejan los ingresos. Por lo anterior los transportadores tratan de cubrir su riesgo mediante contratos. Adicionalmente no existe un sistema unificado como en electricidad, sino que cada empresa responde de sus despachos, de sus ingresos, y de sus contratos.

Las expansiones se dan con base en contratos de transporte que justifican la inversión. Esto es totalmente valido en lo que al aumento de capacidad instalada se refiere, es decir para expansiones de capacidad en los gasoductos actuales, sin embargo, es necesario que las expansiones para las nuevas líneas puedan realizarse, y estas en la mayor parte de los casos no son rentables por sí mismas.

Las empresas de transporte de gas, y especialmente las privadas, no estarían en condiciones de invertir a pérdida, es decir, solo invertirán en aquellos proyectos que sean rentables.

Se desea, al mismo tiempo, que el empleo de recursos gubernamentales se reduzca al mínimo. Por esto se requiere ser cuidadoso en el diseño del esquema, pues es indispensable que haya inversionistas de riesgo, y hay que evitar al máximo aquellos que no están dispuestos a asumirlo. Se debe tratar en lo posible tener que recurrir a los BOMT's[8], pues en ellos los inversionistas no asumen riesgo, en cambio se deben buscar los «Joint Ventures», las concesiones a riesgo y el desarrollo de mercados donde los inversionistas participen por su cuenta.

Una parte importante de la expansión en el transporte de gas, en la última década, se hizo mediante los BOMT, para desarrollar rápidamente la infraestructura de transporte del interior. Pudiera decirse como balance que se cumplió el objetivo buscado de tener la infraestructura necesaria para impulsar la masificación del gas.

Por todo lo anteriormente dicho, en el sector gas hay que plantear soluciones innovadoras, donde se puedan cumplir las metas anteriormente planteadas, que se podrían resumir así:

a. Garantía de expansión del sistema,

b. Inversiones rentables,

c. Minimizar la inversión pública.

Se requiere asimilar la experiencia pasada, para desarrollar una segunda generación de contratos en el que el inversionista asuma parte del riesgo.

Adicionalmente, se cree conveniente que el MME, cree un Comité consultivo para la expansión del sistema de transporte de gas natural. Este Comité se encargaría de presentar las propuestas de proyectos de expansión necesarios para el Sistema de transporte de gas natural, para que sean evaluados y defina cuales son los que se realizarán.

5.2.1 Tarifas de Transporte y Expansión del Sistema

La señal regulatoria en materia de tarifas de transporte, es fundamental en la expansión de la red a zonas alejadas. La política actual de la Creg de fijar tarifas de transporte en el interior del país, privilegiando una tarifa basada en la distancia, es una señal contraria a la expansión del sistema de transporte a puntos alejados, y en especial al extremo sur del país. Se podría argumentar que esa señal ya existía, sin embargo

[8] BOMT : Build Operate Maintain and Transfer

no es menos cierto es que también existía un cargo tipo estampilla de US$ 0,15/MBTU para el interior del país, el cual fue desmontado.

Para un medio como el nuestro, donde estamos en proceso de expansión, parece más conveniente dar la señal con cargo estampilla, lo cual permitiría que la expansión del sistema llegue a sitios mas alejados de la geografía nacional.

5.2.2 Proyectos de expansión de la red actual de gasoductos del país

Existen dos áreas de importancia en nuestro país que aún quedan pendientes para expandir la red de gas a todos los puntos posibles por el momento de la geografía nacional. Se trata de la interconexión de Cúcuta a la red nacional, y la de Popayán y Pasto.

En el primer caso se trata de una ciudad de primer orden, que cuenta con el servicio de gas natural, a partir de una fuente local, la cual se agotará en futuro próximo.

En el segundo caso se trata de llevar el gas natural a toda la región sur occidental del país, a los departamentos de Cauca y Nariño. Es evidente que se trata de un factor potenciador de desarrollo en estas regiones, que tradicionalmente son deficitarias en energéticos.

En ambos casos estos proyectos por si mismos no son viables, dada la relación entre ingresos e inversiones, sin embargo si se asocian a proyectos de interconexión con Ecuador y Venezuela, lo serían. Se deben conjugar aquí, los intereses de la comunidad y los beneficios que podría obtener la inversión privada, y adicionalmente los intereses estratégicos de nuestro país.

5.3 Gas y Líquidos de Cusiana

Tarde o temprano llegará el momento en que se tendrá que desarrollar la infraestructura para poner en producción el gas de los campos de Cusiana y Cupigua, la producción de este gas en gran escala irá acompañada de la producción de los condensados extraídos del gas para secarlo. Aunque no se sabe a ciencia cierta, se piensa que la producción de líquidos puede estar alrededor de 15 KBPD[9] para una producción de gas comercializable de 500 MPCD[10].

Para poder evacuar estos líquidos del piedemonte llanero lo mas indicado sería construir o adaptar un poliducto al mercado más cercano, es decir a Bogotá.

Por otro lado, el gasoducto de La Belleza a Vasconia por su poco diámetro (12 y 14 pulgadas), tiene limitaciones en cuanto a su capacidad de transporte (máximo 60 MPCD)[11], por lo que en algún momento habrá que pensar en expandirlo o en hacer otro gasoducto. Existe un estudio que propone un gasoducto para llevar gas a Bogotá desde Casanare, como se presenta en el documento conjunto Ecopetrol / BP / Promigas / Transcanada, llamado «**Estudio conjunto para definir los futuros requerimientos de la infraestructura de gasoductos en Colombia**», fechado en abril de 1996. En este documento se dice: «*La conexión de las reservas del Casanare será clave para el desarrollo sostenido de la industria de gas. Esto se logrará inicialmente, mediante la conversión de la linea de 20» entre Cusiana y La Belleza, y la instalación de equipos de compresión. El incremento de volúmenes de gas requerirá la construcción de un nuevo gasoducto en 30" entre Cogua y Puerto Salgar, y posteriormente entre Casanare y Cogua.*»

5.4 Interconexión con Venezuela. Importaciones de Gas Natural

Desde mediados del año 1999, viene trabajando una Comisión conjunta de los gobiernos de Colombia y Venezuela, para explorar la manera como se deban integrar en materia de gas natural los dos países.

[9] Ecopetrol estima que por cada 100 MPCD de gas de producción, se extraerían alrededor de 3000 KBD de condensados y glp.
[10] La producción actual reinyectada del campo de Cusiana es de 2200 MPCD.
[11] Estimaciones de Ecogas y de la UPME.

En la actualidad existe un acuerdo entre las autoridades de los dos países para realizar un estudio conjunto que arroje luces sobre la estrategia para la vinculación de capital privado a este fin.

Venezuela tiene grandes reservas de gas natural, pero hasta el momento no le ha sacado partido a este recurso como producto de exportación, limitándose a utilizarlo para su consumo doméstico, en la industria la petroquímica, la generación de electricidad y la industria petrolera.[12] Por lo que en la visión del sector energético del país vecino, están interesados en establecer rutas para potenciar su inmenso recurso gasífero.

Por su parte Colombia, con unas reservas menores[13], requiere de cimentar su industria del gas natural, tanto a nivel interno, como hacia mercados exteriores; todo esto con la tranquilidad de poder disponer en forma abundante del recurso, y disminuir riesgos de abastecimiento.

Al consolidarse una alianza de Colombia y Venezuela, ambos países obtienen beneficios al poder exportar conjuntamente hacia los mercados de Centro y Suramérica.

Lo mas probable es que la interconexión entre los dos países se realice por dos puntos simultáneamente: por el área de la guajira conectando con el sistema de Promigas, y por Norte de Santander a conectarse con el sistema Ecogas a la altura de Ayacucho.

Venezuela, tiene dos sistemas aislados entre sí, el de Occidente, y el de Centro Oriente, y se piensa en poco tiempo hacer la interconexión entre los dos, permitiendo llevar grandes volúmenes de sistema oriental (Anaco) (excedentario) al sistema occidental (Maracaibo) (deficitario).

Lo ideal es que el gas venezolano entre a Colombia por los dos puntos mencionados y compita con el gas colombiano en el mercado local, y también transite hacia terceros mercados. Los volúmenes a entrar dependerían de los mercados de terceros países, pero muy preliminarmente se podrían pensar que de Venezuela transitaran por territorio colombiano, para ser comercializados en el exterior, alrededor de 300 MPCD.[14]

El hecho de tener la competencia del gas venezolano en nuestro mercado, será una gran ventaja porque los usuarios tendrían una fuente más de suministro, y ayudaría a reducir la potencial tendencia hacia posiciones monopólicas de los productores.

5.5 Exportaciones de Gas Natural: Panamá - Centroamérica, Ecuador y Venezuela

Hasta hace poco hubo interés en desarrollar un proyecto para exportar gas natural a Panamá por parte de una multinacional. Colombia se podría constituir en un importante exportador de gas natural, y aprovechando su posición geográfica debe servir de puente para la exportación de gas venezolano.

Las exportaciones a Panamá, se harían a través de un gasoducto construido entre Cartagena en Colombia y Colón en Panamá, transportando inicialmente 70 MPCD, para luego aumentar estos volúmenes a 160 MPCD, en unos cinco años, una vez se concreten nuevos descubrimientos.

Además existen interesantes potenciales para exportar gas natural a otros países de Centroamérica (Costa Rica y Nicaragua), y al Ecuador.

---

[12] Venezuela tiene un consumo de gas natural de 3820 MPCD, y unas reservas de 140000 GPC, lo cual da una relación de reservas/producción (R/P) de 101 años (cifras de 1996).

[13] Colombia tiene un consumo de gas natural de 507 MPCD, y unas reservas de 6640 GPC, lo cual da una relación de reservas/producción (R/P) de 35 años (cifras de 1999).

[14] Este número vendría de suponer que el mercado ecuatoriano y centroamericano, cada uno podría ser de alrededor de 200 MPCD, y si consideramos que parte del gas Venezolano, unos 100 MPCD. quedaría en Colombia y que a su vez nuestro país podría exportar alrededor de 200 MPCD.

Es muy importante que se desarrollen proyectos de éste tipo, porque justamente al existir una demanda mayor, los productores ven incentivos para invertir en exploración.

En la actualidad, se esta analizando la opción de exportar por un cierto período de tiempo, gas natural de la Guajira a la zona de Maracaibo en Venezuela, mientras esta sea deficitaria, revirtiéndose en el futuro el flujo de gas.

5.6Exploración de Costa Afuera

Con la devolución de las áreas de los contratos Macuira, Nazareth, Los Galeones y Fragata, Ecopetrol dividió en el año en curso la Costa Caribe en ocho bloques de explotación que van desde La Guajira hasta Santa Marta, así:

Localidad	Area (Hectárea)
Fortete Norte	209,700
Fortete Sur	351,700
Cuisa	1,449,800
Oca	911,900
Bahía	1,089,200
Ensenada	1,048,000
Aguila	1,461,600
Fuerte	1,257,800

Fuente: *Ecopetrol - Agosto/2001.*

De concretarse las expectativas de hallazgo de nuevos campos gasíferos costa afuera en el Caribe colombiano, ésto reforzaría la idea de convertir a Colombia en exportador de gas natural.

5.7 Proyecto Siderúrgico y otros

Además de las potenciales exportaciones de gas, existen algunos proyectos que requieren de volúmenes interesantes de gas natural, en primer lugar se halla el proyecto siderúrgico colombo - brasileño. El cual estaría ubicado en la costa caribe, y permitiría al país convertirse en productor de acero de exportación y para el mercado interno, y aseguraría un mercado adicional para nuestro carbón en el Brasil. Este proyecto requiere alrededor de 80 MPCD de gas.

El único inconveniente que tiene es el hecho de que requiere de un gas muy económico, a nivel de precio por debajo del mercado. Este escollo puede ser solventado, a cambio de un contrato de largo plazo en la modalidad de pague lo demandado, que le asegure al productor un flujo de caja constante, y que traído a valor presente refleje una rentabilidad adecuada. No se debe perder de vista, que en últimas lo importante no es el precio en si, sino el valor presente generado.

Existen otros proyectos en la región caribe, los cuales son una planta de metanol y otra de urea, que adolecen del mismo problema, es decir requieren gas a bajos precios para ser rentables y poderse realizar. Estos podrían tener tratamientos similares a los planteados para el proyecto siderúrgico.

5.8 Proyectos de almacenamiento de gas natural

Ecogas esta liderando un proyecto de gran interés para el sistema de gas natural del interior. Se trata de desarrollar en un punto estratégico central en el interior del país un sitio de almacenamiento subterraneo de gas natural, este punto estaría situado en el Valle del Magdalena en la zona del Tólima, o en el Valle del Cauca.

De tener éxito este proyecto, muchos de los problemas actuales en materia de suministro de gas en el interior del país, en periodos críticos de alta demanda y de corta duración, podrían ser superados.

5.9 Gas Natural Vehicular -GNV-

Si bien en términos generales de política energética y ambiental, el gobierno nacional ha apoyado este Programa, éste ha sido jalonado mayoritariamente por iniciativas privadas.

En la actualidad los precios de los combustibles líquidos para transporte, están dando la señal de dieselización del parque de vehículos de transporte público urbanos al colocar el precio del diesel (ACPM) por debajo del precio del GNV, y muy por debajo de la gasolina.

Para dar un mayor impulso a este programa y lograr su meta de conversión de cerca de 100.000 vehículos[15] se requiere que exista por parte del Ministerio de Minas y Energía una señal de precios que cumpla con las siguientes características: i) incentive a las conversiones en especial en el transporte público; ii) incentive las inversiones en el sector en estaciones y talleres de conversión y iii) asegure que el precio relativo del GNV frente a la gasolina y el diesel (ACPM) sea competitivo.

Adicionalmente, se deberán desarrollar líneas de financiamiento a los equipos, y otorgar facilidades para la instalación de estaciones de servicio.

[15] Meta UPME para el año 2010.

Anexos 6

RESERVAS PROBADAS REMANENTES (DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS) DE GAS NATURAL (GPC)			
Año	Reservas Probadas Remanentes de Gas Natural (Gpc)		
	Ecopetrol	Asociada	Total
1988	661.00	3,831.00	4,492.00
1989	611.00	3,225.00	3,836.00
1990	469.00	3,108.00	3,577.00
1991	470.00	3,010.00	3,480.00
1992	643.00	5,898.00	6,541.00
1993	776.00	6,675.00	7,451.00
1994	758.00	6,786.00	7,544.00
1995	711.00	6,949.00	7,660.00
1996	677.00	6,990.00	7,667.00
1997	182.00	6,746.00	6,928.00
1998	193.30	6,734.80	6,928.10
1999	108.90	6,532.10	6,641.00
2000	229.83	6,959.65	7,189.48

Fuente: *Ecopetrol. Estadísticas*

ECOPETROL OPERACIÓN DIRECTA VOLÚMENES DE GAS A DIC. 31/2000 - GPC					
Gerencia	Volumen Comercial Remanente 1999	Producción Vendida 2000	Volumen Comercial Remanente 2000	Volumen no Comercializado Disponible 2000	Volumen Remanente a Consumir 2000
Costa	72.64	9.44	88.23	0.00	127.09
Llanos	34.70	2.47	13.50	0.00	0.00
Alto Magdalena	1.56	0.27	1.01	0.00	0.00
TOTAL APR	**108.90**	**12.18**	**102.74**	**0.00**	**127.09**

Fuente: *Ecopetrol. Estadísticas*

ECOPETROL OPERACIÓN ASOCIADA VOLÚMENES DE GAS A DIC. 31/2000 - GPC					
Asociado/ Gerencia	Volumen Comercial Remanente 1999	Producción Vendida 2000	Volumen Comercial Remanente 2000	Volumen no Comercializado Disponible 2000	Volumen Remanente a Consumir 2000
S.Atalayas-Tauramena -R.CHit	3.079,80	5,80	1.660,60	910,80	874,00
Piedemonte-recetor	490,90	0,00	0,00	673,90	0,00
GPD	**3570,70**	**5,80**	**1.660,60**	**1.584,70**	**874,00**
Casanare	26	0,00	28,40	14,00	0,00
Guepaje	33,86	4,16	15,10	17,40	0,00
GOR	**59,86**	**4,16**	**43,50**	**31,40**	**0,00**
Caguan	16,51	5,07	13,53	3,70	0,00
Las Monas	44,33	9,60	46,47	0,00	0,00
Opón	2,45	4,73	8,99	5,10	0,00
Palermo	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Puli	0	0,00	0,00	1,30	0,00
San Luis	10,08	1,16	8,92	0,00	0,00
Arjona	0	0,00	0,00	0,40	0,00
Guajira	2.828,21	173,77	2.654,44	22,60	0,00
GRO	**2.901,58**	**194,33**	**2.732,35**	**33,10**	**0,00**
TOTAL ASO	**6.532,14**	**204,29**	**4.436,45**	**1.649,20**	**874,00**

ECOPETROL OPERACIÓN PAÍS VOLÚMENES DE GAS A DIC. 31/2000 - GPC					
Operación	Volumen Comercial Remanente 1999	Producción Vendida 2000	Volumen Comercial Remanente 2000	Volumen no Comercializado Disponible 2000	Volumen Remanente a Consumir 2000
APR	**108.9**	**12.18**	**102.74**	**0**	**127.09**
ASO	**6532.14**	**204.29**	**4436.45**	**1649.20**	**874.00**
TOTAL PAIS	**6641.04**	**216.47**	**4539.19**	**1649.20**	**1001.00**

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL HISTÓRICO 1980 - 2000		
Año	**Producción (GPC)**	**Producción (GPCD)**
1980	159.48	0.437
1981	168.43	0.461
1982	166.66	0.457
1983	182.64	0.500
1984	182.40	0.500
1985	183.17	0.502
1986	183.86	0.504
1987	180.89	0.496
1988	177.58	0.487
1989	178.30	0.488
1990	183.68	0.503
1991	185.61	0.509
1992	182.62	0.500
1993	188.38	0.516
1994	195.42	0.535
1995	273.32	0.749
1996	349.72	0.958
1997	544.15	1.491
1998	732.81	2.008
1999	1,061.96	2.909
2000	1,204.94	3.301

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL POR CUENCA 1980 - 2000										
Cuenca	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Catatumbo	4,204	5,707	4,529	4,532	4,399	4,078	4,169	3,640	3,377	3,243
Cesar - Rancheria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guajira	43,713	57,789	62,489	78,792	78,714	80,243	84,778	86,847	89,816	89,102
Llanos Orientales	0	0	84	673	1,123	1,377	1,025	1,920	2,196	3,406
Putumayo	17,023	15,198	14,734	15,370	13,364	13,432	13,258	11,224	8,451	7,597
Valle Inferior del Magdalena	31,131	25,975	22,593	17,831	16,544	14,776	13,127	11,186	7,413	8,060
Valle Medio del Magdalena	61,900	61,815	59,936	62,760	64,668	65,157	62,629	60,905	59,303	58,758
Valle Superior del Magdalena	1,506	1,945	2,299	2,686	3,587	4,106	4,878	5,170	7,025	8,130
TOTAL	**159,477**	**168,429**	**166,663**	**182,644**	**182,398**	**183,170**	**183,864**	**180,892**	**177,580**	**178,296**

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL POR CUENCA 1980 - 2000											
Cuenca	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Catatumbo	2,755	2,160	2,394	2,583	2,544	2,753	3,009	3,353	2,767	1,852	1,859
Cesar - Rancheria	0	0	0	0	0	0	1	1,351	0	22	0
Guajira	95,253	103,103	102,208	102,705	103,132	112,062	130,420	192,875	156,485	141,031	171,498
Llanos Orientales	6,153	7,225	9,711	13,975	19,259	90,626	143,092	267,040	509,721	852,782	973,232
Putumayo	7,387	5,802	6,271	6,203	6,046	8,236	9,321	8,563	7,864	6,855	4,847
Valle Inferior del Magdalena	7,070	4,170	2,633	10,560	10,610	9,203	12,981	19,094	11,707	8,603	5,054
Valle Inferior del Magdalena	56,399	54,756	50,703	43,971	44,688	40,863	41,424	39,380	35,749	34,491	30,960
Valle Superior del Magdalena	8,662	8,393	8,702	8,385	9,142	9,574	9,468	12,498	8,514	16,320	17,487
TOTAL	**183,679**	**185,609**	**182,622**	**188,383**	**195,420**	**273,317**	**349,716**	**544,154**	**732,807**	**1,061,956**	**1,204,937**

Fuente: *Ministerio de Minas y Energía*

PRECIO EN BOCA DE POZO
RESOLUCIÓN MME 039/75

Período		Precio (Us$/Mbtu)
Ago 10/79	Feb 09/80	1.013
Feb 10/80	Ago 09/80	1.378
Ago 10/80	Feb 09/81	1.460
Feb 10/81	Ago 09/81	1.979
Ago 10/81	Feb 09/82	1.805
Feb 10/82	Ago 09/82	1.585
Ago 10/82	Feb 09/83	1.542
Feb 10/83	Ago 09/83	1.580
Ago 10/83	Feb 09/84	1.581
Feb 10/84	Ago 09/84	1.736
Ago 10/84	Feb 09/85	1.782
Feb 10/85	Ago 09/85	1.769
Ago 10/85	Feb 09/86	1.448
Feb 10/86	Ago 09/86	1.353
Ago 10/86	Feb 09/87	0.700
Feb 10/87	Ago 09/87	0.829
Ago 10/87	Feb 09/88	1.115
Feb 10/88	Ago 09/88	0.889
Ago 10/88	Feb 09/89	0.741
Feb 10/89	Ago 09/89	0.700
Ago 10/89	Feb 09/90	0.896
Feb 10/90	Ago 09/90	1.051
Ago 10/90	Feb 09/91	0.777
Feb 10/91	Ago 09/91	1.239
Ago 10/91	Feb 09/92	0.700
Feb 10/92	Ago 09/92	0.700
Ago 10/92	Feb 09/93	0.723
Feb 10/93	Ago 09/93	0.854
Ago 10/93	Feb 09/94	0.745
Feb 10/94	Ago 09/94	0.700
Ago 10/94	Feb 09/95	0.773
Feb 10/95	Ago 09/95	0.864
Ago 10/95	Feb 09/96	0.969
Feb 10/96	Ago 09/96	0.916
Ago 10/96	Feb 09/97	0.986
Feb 10/97	Ago 09/97	1.121
Ago 10/97	Feb 09/98	0.936
Feb 10/98	Ago 09/98	0.720
Ago 10/98	Feb 09/99	0.597
Feb 10/99	Ago 09/99	0.593
Ago 10/99	Feb 09/00	0.767
Feb 10/00	Ago 09/00	1.207
Ago 10/00	Feb 09/01	1.342

Se asume que un pie cúbico de gas natural equivale a 1,000 BTU Precio en dólares corrientes
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Ecopetrol

PRECIO EN BOCA DE POZO
RESOLUCIÓN MME 061/83

Período	Precio 1 (Us$/Mbtu)	Precio 2 (Us$/Mbtu)
I Semestre 1983	2.000	2.200
I Semestre 1984	2.240	2.460
II Semestre 1984	2.320	2.550
I Semestre 1985	2.300	2.530
II Semestre 1985	2.000	2.200
I Semestre 1986	1.760	1.940
II Semestre 1986	0.930	1.030
I Semestre 1987	0.920	1.020
II Semestre 1987	1.390	1.540
I Semestre 1988	1.260	1.390
II Semestre 1988	0.930	1.030
I Semestre 1989	0.860	0.950
II Semestre 1989	1.080	1.190
I Semestre 1990	1.240	1.360
II Semestre 1990	1.050	1.150
I Semestre 1991	1.460	1.600
II Semestre 1991	0.860	0.940
I Semestre 1992	0.820	0.890
II Semestre 1992	0.790	0.860
I Semestre 1993	1.060	1.150
II Semestre 1993	0.920	1.000
I Semestre 1994	0.790	0.860
II Semestre 1994	0.880	0.960
I Semestre 1995	1.030	1.130
II Semestre 1995	1.170	1.290
I Semestre 1996	1.020	1.150
II Semestre 1996	1.201	1.330
I Semestre 1997	1.297	1.450
II Semestre 1997	1.081	1.198
I Semestre 1998	1.150	1.272
II Semestre 1998	0.848	0.936
I Semestre 1999	0.746	0.828
II Semestre 1999	0.800	0.884
I Semestre 2000	1.348	1.490
II Semestre 2000	1.591	1.759

Precio 1: Gas No Asociado que se descubra en la Costa Norte y el Valle del Magdalena
Precio 2: Gas No Asociado que se descubra en la Región Oriental (al este de la cordillera oriental),Región Pacífica (al oeste de la cordillera occidental) y el la Región Costa Afuera.
El gas natural asociado que se descubra, tendrá un precio igual al 50% del precio del gas natural no asociado.
Se asume que un pie cúbico de gas natural equivale a 1,000 BTU
Precio en dólares corrientes
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Ecopetrol

ESTADO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL A OCTUBRE DEL 2000

Gasoducto		Diámetro (Pulgadas)	Longitud (Km)	Estado Actual	Capacidad (MPCD)
Estación Inicial	Estación Final				
Ballena	Barranca	18	579	Operación	200
Mariquita	Cali	20	343	Operación	190
Barranca	Neiva	20-22	770	Operación	220
Barranca	Puerto Serviez	20	150	Operación	
Puerto Serviez	Vasconia	20	20	Operación	
Vasconia	Mariquita	20	123	Operación	
Mariquita	Dina	12-6	280	Operación	
Vasconia	La Belleza	12-14	93	Conversión	
La Belleza	Bogotá	22	113	Operación	
Cusiana	Apiay	12-10	66-89	Operación	20
Cusiana	El Porvenir	20	33	Conversión	
Porvenir	La Belleza	20	189	Conversión	
Apiay	Bogotá	6	134	Operación	17
Apiay	Villavicencio-Ocoa			Operación	10
Sebastopol	Medellín	12-14	149		
Barranca	Bucaramanga	10-6-8		Operación	
Sur Huila		8	192	Construcción	
Montañuelo	Gualanday	6-4-6	28-4-4	Operación	9
Morichal	Yopal	4	13	Operación	
Ramales de Cundinamarca		2	15	Operación	
Ramales de Boyacá		10-3-2	83-32-54	Operación	
Ramales de Santander		8-2	44-117	Operación	
Ballena	Cartagena y Jobo	854	24-20-18-10	Operación	400

Fuente: *Ecopetrol*

SUMINISTRO DE GAS NATURAL (MPCD)

Año	Suministro (MPCD)
1984	381.00
1985	381.70
1986	382.00
1987	391.80
1988	393.10
1989	374.34
1990	392.17
1991	401.43
1992	394.25
1993	413.53
1994	407.37
1995	431.06
1996	458.56
1997	581.47
1998	612.87
1999	506.74
2000	578.06

Fuente: *Ecopetrol Estadísticas*

SUMINISTRO DE GAS NATURAL HISTÓRICO POR CAMPO 1980 - 2000

Zona Campo	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Costa Norte	**257,400**	**255,700**	**264,800**	**267,100**	**269,500**	**263,331**	**280,130**	**290,620**	**288,250**	**310,680**	**309,350**	**331,645**	**353,880**	**471,731**	**461,127**	**395,259**	**477,341**
Guajira	214,800	218,100	231,300	238,400	247,800	243,575	261,700	280,690	282,510	282,640	282,760	308,428	323,052	430,067	429,996	372,816	466,103
El Difícil	23,000	21,900	21,600	18,800	13,400	11,358	9,970	3,330	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cicuco	600	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	92	90	44	0
Jobo - Tablón	12,700	9,900	7,700	6,500	5,300	4,054	3,410	2,780	2,870	2,800	1,390	0	0	0	0	0	0
Guepajé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,260	23,960	23,217	30,810	41,572	31,041	22,399	11,238
Sucre	6,300	5,500	4,200	3,400	3,000	4,344	5,050	3,820	2,870	1,980	1,240	0	0	0	0	0	0
Barranca	**120,200**	**122,300**	**112,800**	**120,100**	**120,400**	**108,171**	**108,600**	**105,140**	**97,770**	**85,070**	**82,055**	**78,592**	**82,332**	**78,790**	**67,532**	**57,296**	**51,251**
Payoa/Salina	47,500	46,600	45,800	42,100	38,300	29,888	29,340	27,150	24,050	22,840	22,069	25,058	33,197	34,278	30,561	25,286	23,874
Provincia/Bonanza	67,300	70,200	55,400	63,300	62,100	58,906	62,760	65,320	61,680	50,500	46,946	39,760	36,193	30,151	26,949	22,216	16,800
Cantagallo	0	0	0	0	0	0	2,500	2,600	1,670	1,800	2,050	2,347	2,218	1,968	1,791	2,003	1,756
Llanito	0	0	0	0	0	0	1,400	1,310	1,320	1,870	1,900	2,110	2,066	1,740	1,668	1,573	1,336
El Centro	5,400	5,500	11,600	14,700	20,000	19,377	12,600	8,760	9,050	8,060	9,090	9,317	8,658	10,653	6,563	6,218	7,485
Otras	**3,400**	**3,700**	**4,400**	**4,600**	**3,200**	**2,836**	**3,440**	**5,670**	**8,230**	**17,780**	**15,965**	**20,824**	**22,343**	**30,950**	**84,208**	**54,183**	**49,470**
Río de Oro	2,200	2,300	2,600	2,300	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neiva	1,200	1,400	1,800	2,300	2,400	2,652	2,700	2,980	2,900	0	0	0	0	0	0	0	0
Apiay	0	0	0	0	0	184	740	2,690	5,330	7,800	9,546	9,146	9,202	10,102	11,058	10,036	7,717
Tello	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,800	2,215	0	0	0	0	0	0
Palermo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,100	1,789	3,864	1,499	1,558	1,433	4,291	0
Cerrito I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	200	300	537	618	663	733	866
Gas Casanare	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128	135	217	212	92
Montañuelo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	552	2,754	3,001	3,713	3,312
Cusiana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,197	7,756	13,943	15,009	14,513	15,113
Distrito Alto Magdalena	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,215	2,317	2,669	1,840	1,452	1,742	544
Opón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51,375	18,943	11,523
Río Ceibas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,111
Toqui - Toqui	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	192
TOTAL	**381,000**	**381,700**	**382,000**	**391,800**	**393,100**	**374,338**	**392,170**	**401,430**	**394,250**	**413,530**	**407,370**	**431,061**	**458,555**	**581,471**	**612,867**	**506,738**	**578,062**

Fuente: *Ecopetrol*

DEMANDA HISTÓRICA POR SECTORES 1984 - 2000 (MPCD)							
Año	Doméstico	Ecopetrol	Gas Natural Comprimido	Industrial	Petroquímico	Térmico	Total (MPCI)
1984	2.48	95.71	0.00	77.08	10.51	188.25	374.04
1985	3.61	106.55	0.00	80.71	10.51	173.34	374.73
1986	5.37	106.11	0.00	88.35	9.97	165.55	375.35
1987	6.96	110.71	0.30	86.21	9.72	170.52	384.42
1988	9.45	104.70	0.33	90.80	9.87	170.57	385.71
1989	10.79	100.96	0.79	91.51	11.13	152.25	367.43
1990	13.94	100.61	1.67	92.84	14.14	161.74	384.94
1991	18.68	93.43	2.57	93.24	14.07	172.05	394.05
1992	21.89	77.87	3.54	93.26	13.30	177.13	386.99
1993	26.31	75.55	4.16	92.42	10.52	195.75	404.70
1994	30.19	71.59	4.36	101.72	11.96	177.86	397.68
1995	34.61	66.88	4.82	105.87	11.30	199.62	423.10
1996	38.15	107.29	5.50	106.09	16.08	176.99	450.10
1997	47.48	115.14	5.80	102.95	15.34	281.25	567.96
1998	58.60	113.64	5.92	107.89	11.50	298.31	595.87
1999	70.90	123.00	6.30	113.00	9.30	184.50	507.00
2000	93.11	122.67	7.20	119.19	10.02	225.63	577.83

Fuente: *Unidad de Planeación Minero Energética*

EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL		
Fecha	Instalaciones Domiciliarias	Crecimiento Anual
Dic. 31/94	789,969	
Dic. 31/95	937,613	18.7%
Dic. 31/96	1,130,524	20.6%
Dic. 31/97	1,340,706	18.6%
Dic. 31/98	1,618,585	20.7%
Dic. 31/99	1,898,952	17.3%
Dic. 31/00	2,162,284	13.9%

Fuente: *Ecopetro Estadísticas*

UPME

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA

Av. 40A No. 13-09 Pisos 5 y 22 Edificio UGI PBX: 338 3050 - 320 3288 Fax: 288 7419 - 287 4125