

Distr.  
RESTRINGIDA

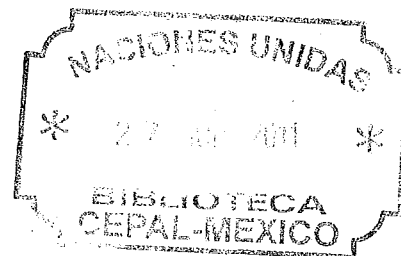
LC/MEX/R.725  
5 de agosto de 1999

ORIGINAL: ESPAÑOL

---

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe



## EL MERCADO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

---

Este documento fue elaborado por el consultor Alberto Brugman para la Unidad de Energía de la Sede Subregional de la CEPAL en México. Las opiniones expresadas en él son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

No ha sido sometido a revisión editorial.

## RESUMEN EJECUTIVO Y RECOMENDACIONES

Hoy en día el gas natural en Colombia es un energético no transable a nivel internacional, en forma tal que su desarrollo y utilización han estado sujetos y continuarán estándolo, en el corto y mediano plazo, a las posibilidades de desarrollo del mercado interno. A más largo plazo se tiene la posibilidad de adelantar proyectos de interconexión con los países vecinos, lo cual permitiría ampliar el mercado y posibilitar el intercambio internacional del gas natural, con fines de aprovechar las reservas colombianas del hidrocarburo (6845 GPC probados, 2230 GPC probables y 9575 GPC potenciales adicionales estimados).

Desde comienzos de los años 90 se ha venido ejecutando en Colombia el Plan de Masificación del Gas Natural, cuya principal componente consiste en la infraestructura de transporte, la cual se extiende hoy en día desde los campos de producción hasta los principales centros de consumo.

Durante la ejecución del plan, éste se ha visto complementado por la ampliación de las reservas, merced a nuevos hallazgos del hidrocarburo en los Llanos Orientales, por la puesta en marcha de un Marco Regulatorio para el servicio público de gas combustible por tubería y por la dinámica de las nuevas demandas, particularmente en el sector termoeléctrico para el cual, en los últimos dos años, se han instalado 2300 MW en nuevas centrales a gas (cerca de un 20% del total de la capacidad instalada).

No obstante estas favorables expectativas, se tienen también dificultades, y barreras al desarrollo. Existe la presión por contar con incrementos garantizados y flexibles, y a precios controlados, del suministro del gas natural a un mercado de termoelectricidad supremamente volátil debido a la importante componente de hidroelectricidad presente en el sistema eléctrico colombiano. También existen diferenciales de precios entre el gas libre y el gas asociado y todavía no se ha definido la remuneración del tratamiento del gas, lo cual podría interferir con el normal desarrollo del mercado.

Desde el punto de vista del mercado interno colombiano, las previsiones de la demanda interna esperada se estiman en 565 MPCD para 1999 y en 1265 MPCD para el 2010, con una componente para termoelectricidad creciente desde el 49% hasta el 65% que implica volatilidades previsibles en el orden de los 150 MPCD, aún tomando en consideración las condiciones de suministro del tipo "take or pay" acordadas para las entregas de gas a las termoeléctricas y la opción del uso de combustibles alternos al gas (cerca de 200 MPCD equivalentes en las refinerías, industrias y centrales termoeléctricas).

De esta manera, hacia en año 2010, la capacidad de suministro de gas natural al mercado interno deberá incrementarse hasta los 1300 - 1400 MPCD, y resulta previsible que, con alta probabilidad, parte de ella quedará ociosa temporalmente ante la inexistencia de mercados secundarios para el hidrocarburo.

Ello, conjuntamente con el apoyo de combustibles sustitutos alternos, permitiría plantear, en principio, las exportaciones de gas natural hacia Centroamérica en volúmenes equivalentes al mercado potencial de Panamá, Costa Rica y Nicaragua, el cual se estima en 210 MPCD para el año 2010.

Los requerimientos de oferta del gas natural podrán ser atendidos con la capacidad de suministro obtenible con el desarrollo de las reservas ya probadas en Colombia, mediante las cuales resulta posible abastecer la demanda esperada en los diferentes sectores de consumo hasta mediados o finales de la próxima década. Luego de este horizonte se requerirán aumentos en la producción basados en reservas probables y futuras adicionales siendo las prospecciones más promisorias las de las áreas de los Llanos Orientales (donde se están realizando ingentes reinyecciones para la extracción del petróleo) y la Costa Atlántica (donde se avanza exploraciones costa afuera). También se debe mencionar, de ser requerido, el posible apoyo al suministro del gas desde Venezuela, país que cuenta con importantes reservas del hidrocarburo.

En las anteriores circunstancias se llegaría a finales de la próxima década con una relación Reservas / Producción (R/P) del orden de los 10 años, basada en los niveles probados y probables cuantificados hoy en día para las reservas del gas colombiano. Dependiendo del éxito que se tenga en la comprobación de reservas adicionales se podría continuar, desde los finales de la próxima década, con expansiones de la capacidad de generación eléctrica basadas en el uso del gas o se tendría que cambiar hacia la incorporación de mayores componentes de otro tipo de tecnología (carboelectricidad o hidroelectricidad); así también dependiendo de tales resultados se podrían incrementar las exportaciones o asegurar el cubrimiento de mayores lapsos para las mismas.

De todas maneras, la iniciación de las exportaciones de gas hacia Centroamérica, basadas en el desarrollo de la capacidad de suministro de gas requerida por Colombia y apoyadas con combustibles sustitutos, resultaría técnicamente viable, en la forma como se resume a continuación

#### EXPORTACION POTENCIAL DE GAS Y USO DE SUSTITUTOS EN CENTROAMERICA

(Cifras en MPCD o MPCD equivalentes)

Año	CON DESARROLLO DE 1400 MPCD				CON DESARROLLO DE 1300 MPCD			
	<u>Demanda</u> en C.A.	<u>Gas Natural</u> Exportación Media	<u>Uso de sustitutos</u> Medio    Alto 1/		<u>Demanda</u> en C.A.	<u>Gas Natural</u> Exportación Media	<u>Uso de sustitutos</u> Medio    Alto 1/	
2004	116	115	0	0	116	115	0	0
2005	127	125	1	12	127	125	1	8
2006	134	133	1	33	134	127	7	129
2007	146	140	7	70	146	118	29	146
2008	177	168	10	160	177	134	45	177
2009	194	190	6	94	194	158	39	194
2010	211	190	22	162	211	130	83	211

1/ Con probabilidad de excedencia del 5%.

Estos resultados muestran cómo la demanda potencial de gas natural de los tres países Centroamericanos más cercanos a Colombia (Demanda en C.A.) podría ser atendida con la capacidad productora que se debe desarrollar con fines principales de atención del mercado interno colombiano. De hecho, ello constituye una oportunidad para, eventualmente, poder efectuar una compensación económica de la volatilidad inherente al mercado del gas natural en Colombia, el cual dependerá de manera estructural de la generación hidroeléctrica durante varios años.

Tomando en consideración la perspectiva planteada sobre el potencial de las reservas colombianas de gas natural y el desarrollo del mercado, se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

- mantener actualizadas las proyecciones de demanda y oferta del gas natural colombiano con base en las tareas que periódicamente realizan entidades como UPME y ECOPETROL;
- continuar los estudios para avanzar en la evaluación del costo económico interno del gas natural en Colombia y de su variabilidad, tomando en consideración la incidencia de la generación hidroeléctrica en la demanda total de gas en el país. Ello permitirá obtener indicadores sobre los posibles precios del gas para la exportación;
- continuar con el estudio de la infraestructura requerida para el transporte del gas a Centroamérica, considerando las condiciones de suministro de gas en campo que se consideren pertinentes y el posible apoyo al suministro de gas desde Venezuela, para avanzar en la concepción técnica y en la estimación de los costos asociados a la infraestructura del transporte;
- avanzar en la determinación de condiciones regulatorias del transporte interno y binacional del gas natural, con miras a propiciar el desarrollo económico del mercado del gas en Centroamérica;
- investigar y efectuar los planteamientos pertinentes sobre la problemática de precios y cargos de transporte para el gas de exportación;
- plantear las condiciones regulatorias y generales de mercado que permitan avanzar en la consolidación del posible proyecto de exportación gasífera, aprovechando la conveniencia de implementar un mercado secundario para el gas colombiano;
- identificar y precisar las condiciones sobre transacciones concretas de compraventa de gas natural de interés tanto para los agentes colombianos participantes en el mercado del gas y como para los posibles agentes centroamericanos;
- identificar suministros de gas natural específicos contratados en Colombia, caracterizables como potencialmente sustituibles, con el fin de avanzar en el análisis y planteamiento de transacciones específicas con usuarios potenciales en Centroamérica;
- preparar la presentación de la iniciativa del proyecto de exportación con el objeto de informar convenientemente a los agentes y a la opinión pública sobre sus beneficios para los mercados energéticos de los países.

## 1. INTRODUCCIÓN

Similar a lo que sucede en varios otros países, hoy en día el gas natural en Colombia es un energético no transable a nivel internacional, de manera que su desarrollo y utilización han estado sujetos y continuarán estándolo, en el corto y mediano plazo, a las posibilidades de desarrollo del mercado interno. A más largo plazo se tiene la posibilidad de adelantar proyectos de interconexión con los países vecinos, lo cual permitiría ampliar el mercado y posibilitar el intercambio internacional del gas natural.

El desarrollo de la industria del gas natural en Colombia es reciente. Si bien hubo aprovechamiento limitados del hidrocarburo desde los años 50, su uso masivo se inició a mediados de los años 70 con el aprovechamiento del gas descubierto en la región de la Costa Atlántica de Colombia (en los yacimientos ubicados en La Guajira) con el fin de sustituir fuel oil exportable que se consumía entonces en la generación térmica de la Costa Atlántica. En 1986, con el Programa de Gas para el Cambio, se aceleró la extensión del servicio de gas a los centros urbanos de esa región y a otros en las áreas cercanas a los campos en producción en el Interior del país.

Desde comienzos de los años 90 se ha venido ejecutando el Plan de Masificación del Gas Natural, con el objeto de optimizar el aprovechamiento de las reservas de este recurso y diversificar también la matriz de consumo energético de Colombia. El principal componente de este plan consiste en la infraestructura de transporte, la cual se extiende desde los campos de producción hasta los principales centros urbanos e industriales del país, creando con ello un abastecimiento nacional para este energético.

Durante la ejecución del plan, este se ha visto complementado por la ampliación en la base de reservas, merced a nuevos hallazgos del hidrocarburo en los Llanos Orientales, por la dinámica de nuevas demandas, particularmente en el sector termoeléctrico, y por la puesta en marcha de un marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por tubería. Las principales características de este último son la separación de actividades a lo largo de la cadena del gas, la libertad para negociar o comercializar el gas entre productores y grandes usuarios, la libertad de acceso a la red y el control de las tarifas de transporte y distribución.

No obstante estas favorables expectativas, se tienen también dificultades y barreras al desarrollo. Existe la presión por contar con un incremento garantizado y flexible del suministro del gas natural a un mercado de termoelectricidad supremamente volátil, a los precios controlados actuales, que incluyen diferenciales de precios a favor del gas libre y en contra del gas asociado, lo cual podría interferir con el normal desarrollo de suministros económicos en el mercado interno.

La entidad reguladora de los servicios públicos de electricidad y gas combustible es de reciente creación, apenas está comenzando a desarrollar su capacidad para regular la industria del gas y enfrenta el reto de ordenar el marco regulatorio con el fin de coadyuvar a la transparencia en la industria del gas.

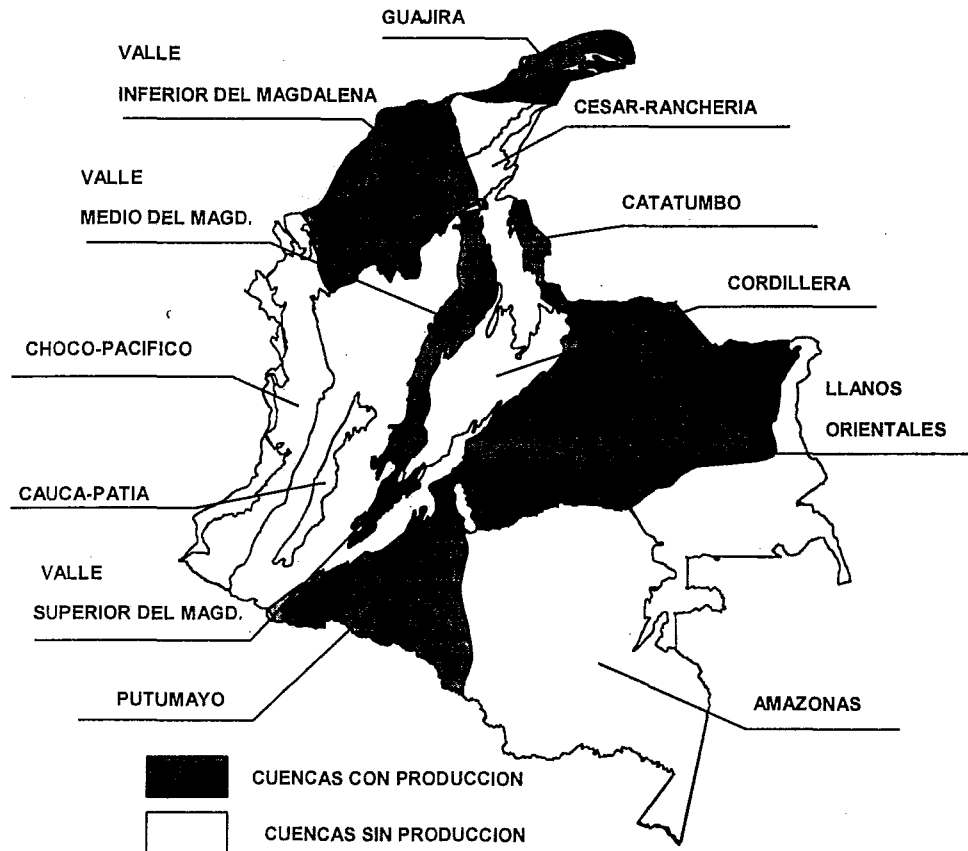
Teniendo en cuenta esta experiencia, en el presente estudio se analiza y evalúa la situación actual y perspectivas de la oferta y la demanda de gas natural, así como el marco jurídico y regulatorio al que está sometido el mercado del gas natural en Colombia, todo ello con fin de establecer las posibilidades físicas, técnicas y económicas de obtener excedentes exportables hacia el Istmo Centroamericano.

## 2. LA SITUACIÓN DE LA OFERTA

### 2.1 Potencial del Recurso

Los estudios adelantados por ECOPETROL concluyen que Colombia dispone de un importante potencial de hidrocarburos aún inexplorado. Esta conclusión se desprende del hecho de que el país cuenta con trece cuencas potencialmente almacenadoras, con una extensión total de 88.545.000 hectáreas, y sólo en seis de ellas se han llevado a cabo actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural (ver el Mapa 1), de manera tal que el 90% del área sedimentaria del país está aún sin explorar.

**MAPA 1 - CUENCAS SEDIMENTARIAS**



En cuanto se refiere al gas natural, el potencial que se estima razonablemente alcanzable para el recurso equivale a unas dos veces el monto de los niveles actuales de reservas probadas más probables, como se observa en el Cuadro 1<sup>1</sup>.

**CUADRO 1**  
**RESERVAS REMANENTES Y POTENCIAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA -1998**  
(Cifras en GPC)

Cuenca	Reservas Probadas 1/	Reservas Probables 2/	Potencial Adicional	Potencial Total 3/
Cuencas activas				
Llanos Orientales	3394	1530	1220	6144
Valle Superior Magdalena	46		60	106
Valle Medio Magdalena	360			360
Valle Inferior Magdalena	50		1110	1160
Putumayo			185	185
La Guajira	2995	700	2000	5695
Cuencas Inactivas			5000	5000
Total	6845	2230	9575	18650

Fuentes : 1/ ECOPELROL, Oct.20/98, 2/ Naturgas, Boletín 31, Oct. 16/98, 3/ Recursos Ultimos según "World Petroleum Assesment and Analysis", Masters C.D. et al, Proceedings 14<sup>th</sup> World Petroleum Congress, 1994 menos producción acumulada menos reservas probadas y probables (su distribución por cuencas es una estimación propia).

La mayor parte del potencial de gas natural se estima que está ubicado en las cuencas activas, es decir las que han mantenido labores de exploración y explotación. Dentro de estas cuencas, el referido potencial se concentra también en las áreas en donde se tienen los mayores volúmenes de reservas y producción actual, es decir: La Guajira, Llanos Orientales y Valles Medio e Inferior del Magdalena.

## 2.2 Distribución regional de las reservas

Las reservas probadas de gas natural en el país se pueden ubicar en dos grandes bloques regionales, correspondientes a la Costa Atlántica y al Interior del país. La región de la Costa Atlántica dispone del 44.4% de las reservas probadas de gas, las cuales se localizan en los campos de Chuchupa y Ballenas en el área costa afuera de La Guajira y en el de Güepajé, ubicado en Valle Inferior del Magdalena. En el Interior del país, las principales áreas con reservas corresponden a los Llanos Orientales, en los yacimientos de Cusiana y Otros Piedemonte (Cupiagua, Pauto, Floreña y Volcanera), los cuales cuentan con el 49.6% de las reservas probadas. Otra área importante del Interior es el Valle Medio del Magdalena (Opón, Payoa, Provincia y otros explotados directamente por ECOPELROL) que cuenta con el 5.3% de

<sup>1</sup> Es de observar que, debido a la poca exploración realizada hasta hoy en muchas cuencas del país, existe alta incertidumbre sobre el potencial gasífero total, siendo posible que las cifras presentadas en este estudio pudiesen llegar a ser incrementadas apreciablemente en el futuro. En este sentido resulta claro que el incremento de la dinámica exploratoria del gas en Colombia está muy ligada a la disponibilidad de nuevos mercados como podrían llegar a ser los de exportación, una vez que se disponga de la infraestructura de transporte a países vecinos.

las reservas probadas, mientras que el Valle Superior del Magdalena (Huila) dispone del 0.7% (ver Cuadro 2).

## CUADRO 2

### DISTRIBUCION REGIONAL DE CAMPOS Y RESERVAS (GPC)

Regiones y campos	Reservas Probadas	Reservas Probables
	1/	2/
<b>Costa Atlántica</b>	3045	700
La Guajira	2995	700
Bajo Magdalena	50	
<b>Interior del país</b>	3800	1530
Llanos Orientales	3394	1530
Medio Magdalena	360	
Alto Magdalena	46	
<b>Total</b>	<b>6845</b>	<b>2230</b>

Fuentes : 1/ ECOPETROL, Oct.20/98, 2/ Naturgas, Boletín 31, Oct. 16/98.

El total de las reservas probadas en la Costa Atlántica corresponden a gas libre, mientras que las reservas probadas del interior del país son, en su mayoría, gas asociado (Cuadro 3).

## CUADRO 3

### CLASIFICACIÓN DE CAMPOS SEGÚN TIPO DE GAS

Tipo de Gas	Campos	Localización
Gas libre o seco	Ballena, Chuchupa Güepaje Opón	La Guajira Valle Inferior del Magdalena Valle Medio del Magdalena
Gas asociado	ECOPETROL directa, Provincia, Payoa Cusiana y Cupiagua	Valle Medio del Magdalena Llanos Orientales
Condensados	Floreña, Pauto, Volcanera	Llanos Orientales

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la propiedad de las reservas probadas (6845 GPC), el 61% corresponde a campos de ECOPETROL y a la participación de esta empresa (y el gas de regalías) en los contratos de asociación y el 39% restante se divide entre las empresas privadas asociadas.

Las reservas probables de gas natural ascienden actualmente a los 2230 GPC, o sea cerca del 33% de las reservas probadas, y los mayores volúmenes se localizan en los campos de La Guajira y de los Llanos Orientales.

Con los actuales niveles de la producción destinada al consumo interno (208.4 GPC en 1997, exclusive de la producción dedicada a la reinyección para la producción petrolera en Cusiana,



la relación Reservas / Producción es de 32.8 años para las reservas probadas y de 43.5 años para las probadas más las probables.

## **2.3 Evolución y perspectivas de la capacidad de suministro <sup>2</sup>**

### **2.3.1 Evolución histórica**

El aprovechamiento del gas natural en Colombia, en volúmenes menores, se remonta a los años 50, con el uso que se le comenzó a dar a la producción de gas asociado en el Medio y Bajo Magdalena. Durante mucho tiempo y hasta mediados de los años 70, la capacidad de suministro del gas natural se mantuvo prácticamente invariable y estuvo asociada a la explotación de petróleo en los yacimientos de Provincia y Payoa en el Medio Magdalena y de Cícuco, El Difícil y Jobo Tablón en el Bajo Magdalena.

Los hallazgos de gas natural libre en La Guajira, en los campos de Ballena, Chuchupa y Riohacha a comienzos de los años 70, permitieron doblar la capacidad nacional de suministro de gas natural entre 1978 y 1984, llevándola al nivel de los 500 MPCD. Posteriores ampliaciones en la capacidad de transporte del gasoducto troncal de la Costa Atlántica, la principal región productora y consumidora, permitieron incrementar dicho nivel a los 600 MPCD. Más recientemente, con el montaje de la segunda plataforma en Chuchupa, el descubrimiento de los campos de Güepaje y Ayombe en el Bajo Magdalena y con la construcción de la infraestructura de transporte hacia el Interior del país, se han tenido incrementos adicionales hasta llegar a los 800 MPCD.

### **2.3.2 Perspectivas futuras**

Las reservas con mayor disponibilidad son las de La Guajira, las que para ser utilizadas en mayores volúmenes requerirían ampliación con nuevos pozos e incremento de la capacidad de transporte. La capacidad máxima de suministro en esta área se estima en 1200 MPCD <sup>3</sup>. Las reservas de Cusiana tienen limitada disponibilidad hasta mediados de la próxima década, pues los volúmenes que se extraen con la producción de petróleo requieren ser inyectados nuevamente casi en su totalidad, a fin de mantener la capacidad de recuperación del petróleo. Se estima que, sin sacrificar producción petrolera, sólo después del 2005 se podrán liberar volúmenes importantes del gas producido para ser comercializado.

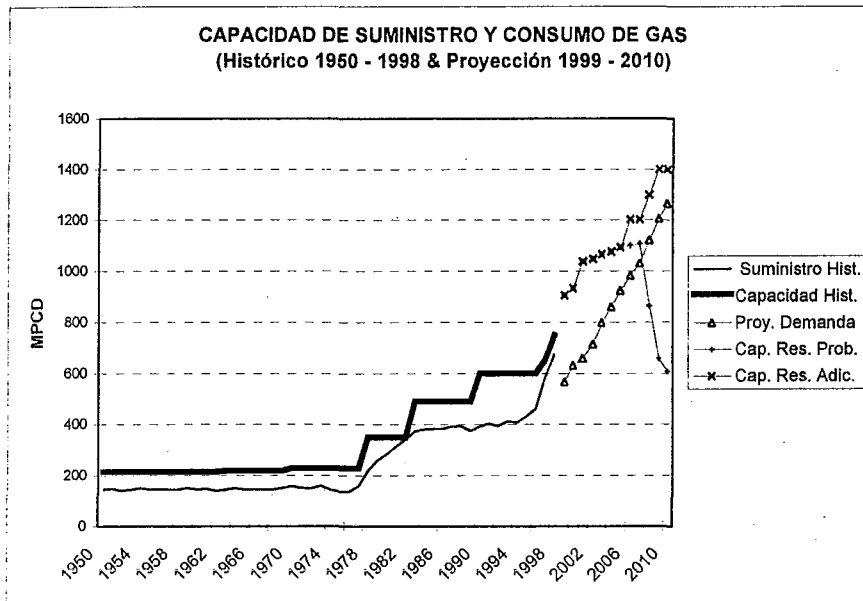
En el Gráfico 1 se resume la evolución histórica de la capacidad de suministro y del consumo de gas natural en Colombia durante el período 1950 - 1998. Son notorios los aumentos a finales de los años setenta y a comienzos de los años noventa, en ambos casos sobre la base de la ampliación de la capacidad de suministro en La Guajira y con destino principal al sector termoeléctrico. También resulta relevante el apreciable aumento del consumo correspondiente a 1997 y 1998 debidos al incremento de la termoelectricidad durante la época de ocurrencia del "Fenómeno del Niño".

<sup>2</sup> En este informe la denominación "capacidad de suministro" corresponde a la producción máxima realizable en los campos de gas con el fin de realizar entregas al mercado, exclusives de las cantidades producibles con fines de reinyección para sustentar la producción petrolera. Así mismo, la denominación "suministro" corresponde las cantidades reales entregadas al mercado distintas a las reinyecciones.

<sup>3</sup> Estimación de la empresa operadora TEXACO aun cuando la de ECOPETROL es 827 MPCD.

Este gráfico también ilustra la demanda media esperada en el período 1999 – 2010 y presenta un escenario de evolución de la capacidad de suministro hasta llegar a los 1400 MPCD <sup>4</sup>, basado en el desarrollo de reservas probadas y adicionales. Obviamente, con base en el potencial adicional que llegare a ser concretado podrían desarrollarse capacidades adicionales de producción.

GRAFICO 1



Fuente: Estadísticas y proyecciones de ECOPETROL y elaboración propia.

Conviene señalar que la capacidad de producción necesaria para atender el mercado interno debe estar por encima de la demanda media esperada, en razón de la disponibilidad con la que se debe contar a fin de atender los picos debidos a la estacionalidad de la generación termoeléctrica y a las rachas de exigencia termoeléctrica durante ocurrencias del "Fenómeno del Niño", situación que resulta particularmente importante en el país dada la apreciable cantidad de gas natural dedicada a la generación eléctrica dentro de un sistema predominantemente hidroeléctrico.

<sup>4</sup> Se estima que esta sería sostenible durante unos 15 años con las reservas probadas y probables actuales y durante unos 30 años con el potencial total estimado hoy en día.

## 2.4 Evolución y perspectivas del suministro

### 2.4.1 Evolución histórica

En el Cuadro 4 se detalla la evolución del abastecimiento de gas por regiones y por campos.

**CUADRO 4**  
**SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR REGIONES Y CUENCAS (MPCD)**

Región/Cuenca	1990	Fracción	1995	Fracción	1997	Fracción
<b>COSTA</b>	280.1	71.6%	331.6	76.8%	471.7	81.1%
La Guajira	261.7		308.4		430.1	
Bajo Magdalena	18.4		23.2		41.6	
<b>INTERIOR</b>	112.0	28.4%	99.5	23.2%	109.8	18.9%
Medio Magdalena	108.6		78.6		78.9	
Alto Magdalena	2.7		6.7		6.8	
Llanos Orientales	0.7		14.2		24.1	
<b>TOTAL PAIS</b>	391.5	100.0%	431.1	100.0%	581,5	100.0%

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera, 1997, con 1 MPCD= 1 GBTU/d.

Los mayores aumentos de suministro se dieron en la Costa Atlántica, con base en las reservas de La Guajira y en el nuevo campo de Güepajé, que compensaron y superaron el agotamiento de los campos más antiguos en el área (Jobo -Tablón, El Difícil y Sucre).

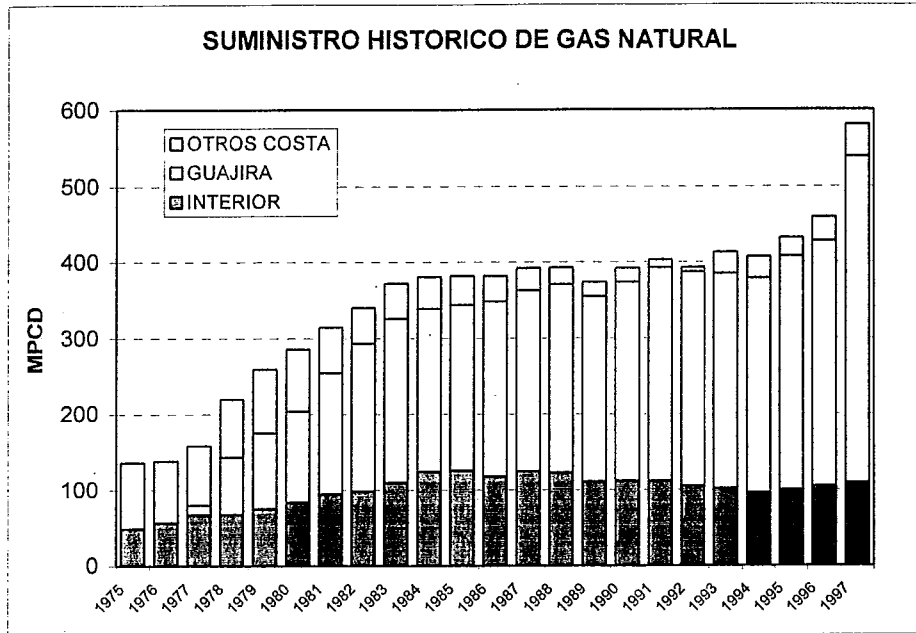
En el Interior del país la producción ha evolucionado de manera diferente: i) en el Medio Magdalena la producción ha venido en declinación debida al agotamiento de las reservas, ii) el Alto Magdalena presentó un aumento importante a partir de los campos de Tello y Palermo, y iii) los aumentos más acelerados de producción aparecen en los Llanos Orientales, región en la que el campo Apiay triplicó sus niveles de producción de gas natural y que en 1995 contó adicionalmente con la iniciación de producción del campo Cusiana.

El Gráfico 2 ilustra la evolución histórica del suministro de gas natural en los yacimientos de la Costa y en los del Interior; el apreciable incremento del suministro de La Guajira durante 1997 se debió al incremento de la generación termoeléctrica.

### 2.4.2 Perspectivas futuras

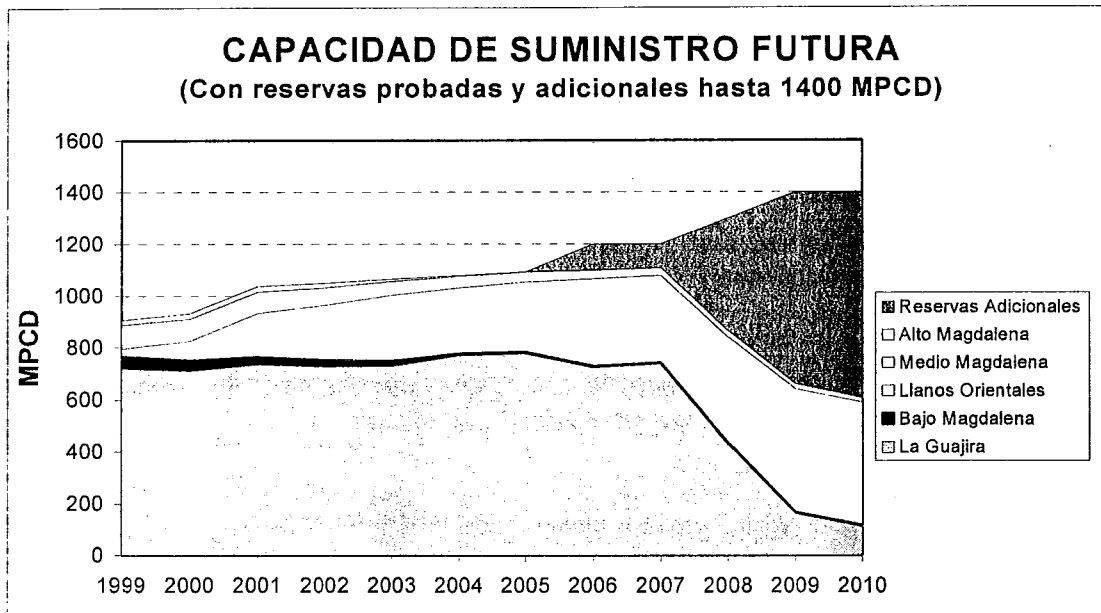
En el Gráfico 3 se presentan las perspectivas que se tienen para el incremento en el suministro de gas natural a nivel nacional con base en las dos principales áreas de reservas probadas y probables, es decir La Guajira y Llanos Orientales, ubicadas en las regiones de la Costa Atlántica e Interior, respectivamente.

GRAFICO 2



Fuente de datos: Ecopetrol.

GRAFICO 3



Fuente de datos: Ecopetrol (reservas probadas) y elaboración propia (reservas adicionales).

El área de La Guajira continuará siendo la principal fuente de suministro de gas natural en la Costa y mantendrá su capacidad de producción hasta, al menos, mediados de la próxima década. El estimativo de ECOPETROL sobre capacidad de producción en La Guajira es de 827 MPCD, menor que el de la empresa asociada y operadora del yacimiento, TEXACO, la cual manifiesta que si se realizan tres pozos adicionales sería posible llegar a una producción diaria

cercana a los 1200 MPCD. El gas disponible en la zona de la Costa ha sido gas libre de alta calidad y susceptible de ser transportado hasta los mercados sin necesidad de tratamiento.

La capacidad actual de producción en La Guajira se encuentra muy cerca del potencial máximo y las expectativas de producción adicional en la Costa corresponden al aprovechamiento de nuevas reservas resultantes de la actividad exploratoria que han iniciado las asociaciones ECOPETROL / TEXACO / SHELL y ECOPETROL / AMOCO / ARCO en una extensa área costera afuera entre La Guajira y Barranquilla, la primera, y entre Barranquilla y el Golfo de Urabá la segunda.

Por otro lado, alternativamente o de manera complementaria, la capacidad nacional de suministro del gas natural también podrá ser compensada en la región del Interior con los crecientes volúmenes disponibles en los Llanos Orientales, inicialmente de los yacimientos de Volcanera, Pauto y Floreña y posteriormente de los campos de Cusiana y Cupiagua, al aumentar la relación gas/aceite en la explotación de estos yacimientos y disminuir la necesidad de reinyección del gas producido.

Volcanera, Pauto y Floreña son campos que hacen parte de los contratos de asociación denominados Recetor y Piedemonte, ubicados al noreste del campo Cusiana en el departamento de Casanare. Estos campos fueron descubiertos en 1994 y recientemente se determinó su comercialidad<sup>5</sup>. Cuentan con reservas probadas de gas de 700 GPC. En estos campos se tiene un plan conceptual de desarrollo a partir de las reservas probadas, siendo posible disponer de 50 MPCD desde el año 2001 que se podrían dedicar a la generación termoeléctrica en boca de pozo.

En los Llanos Orientales se cuenta también con el potencial de producción de gases en Cusiana y Cupigua, donde con el crudo que actualmente se produce se extraen más de 1500 MPCD de gas, la casi totalidad de los cuales se reinyecta al yacimiento a fin de optimizar la recuperación de crudo en la formación. La disponibilidad actual de suministro de gas en estos campos es de apenas 20 MPCD y a partir del año 2000 se podría contar con suministros crecientes en esta área, los cuales ECOPETROL ha considerado que podrán llegar a los 420 MPCD.

Es de observar que la expectativa de transporte y utilización del gas de los Llanos Orientales en los mercados está asociada a un tratamiento previo para reducir su alto contenido de CO<sub>2</sub>; para ello se está estudiando la instalación de una planta de tratamiento de gas con capacidad de hasta 420 MPCD.

## **2.5 Resumen y consideraciones sobre la oferta**

La geología del país permite establecer un amplio potencial de hidrocarburos, el cual para ser llevado al nivel de reservas explotables requiere de una amplia campaña de exploración y el posterior desarrollo de la infraestructura para la producción y el transporte. El aprovechamiento de parte del potencial estimado permitiría elevar la capacidad de producción y generar eventuales excedentes para exportación.

---

<sup>5</sup> La comercialidad en un contrato de asociación es una condición mediante la cual ECOPETROL da su acuerdo para la puesta en explotación de un nuevo campo petrolero, con los programas e inversiones en desarrollados presentados por el operador asociado.

Para ello resulta evidente la competitividad entre el desarrollo futuro de los campos de la Costa (La Guajira y descubrimientos futuros resultantes de las actividades exploratorias ya iniciadas) y el desarrollo de los del Interior (Llanos Orientales, que cuentan con reservas ya probadas y cuyo aprovechamiento requiere de inversiones en plantas de tratamiento del gas).

A pesar de estas expectativas favorables en cuanto a potencial, existe en Colombia preocupación y debate sobre la evolución y características del futuro abastecimiento de gas natural. Tanto las autoridades energéticas como los voceros del gremio de productores y transportadores de gas coinciden en señalar que el país cuenta con las suficientes reservas de este recurso para atender la demanda nacional durante los próximos 15 años, e incluso para buscar potenciales mercados de exportación hacia Centroamérica, una vez resueltas favorablemente las situaciones de desarrollo, transporte y tratamiento del gas.

### 3. LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

#### 3.1 Desarrollo reciente y situación actual del sistema

En el desarrollo del Plan de Masificación del Gas Natural, el aspecto más relevante de la evolución de esta industria en Colombia en los últimos cinco años, ha estado representado por las importantes inversiones adelantadas tanto por el capital estatal, como por el capital privado en la construcción y ampliación de la red básica de gasoductos troncales para conectar los campos de producción con los principales mercados en todo el país. Esta evolución se evidencia al comparar la red de gasoductos en 1993 con la existente hoy en día. En 1993 se contaba con 584 km de gasoductos de ECOPETROL y 1727 km de gasoductos privados, estos últimos ubicados principalmente en la Costa Atlántica. Entre 1993 y 1997 se construyeron 2788 km de infraestructura de gasoductos, en los que ECOPETROL invirtió en forma directa 277 millones de dólares de 1996 y el sector privado 644 millones para un total de inversiones de 921 millones<sup>6</sup>.

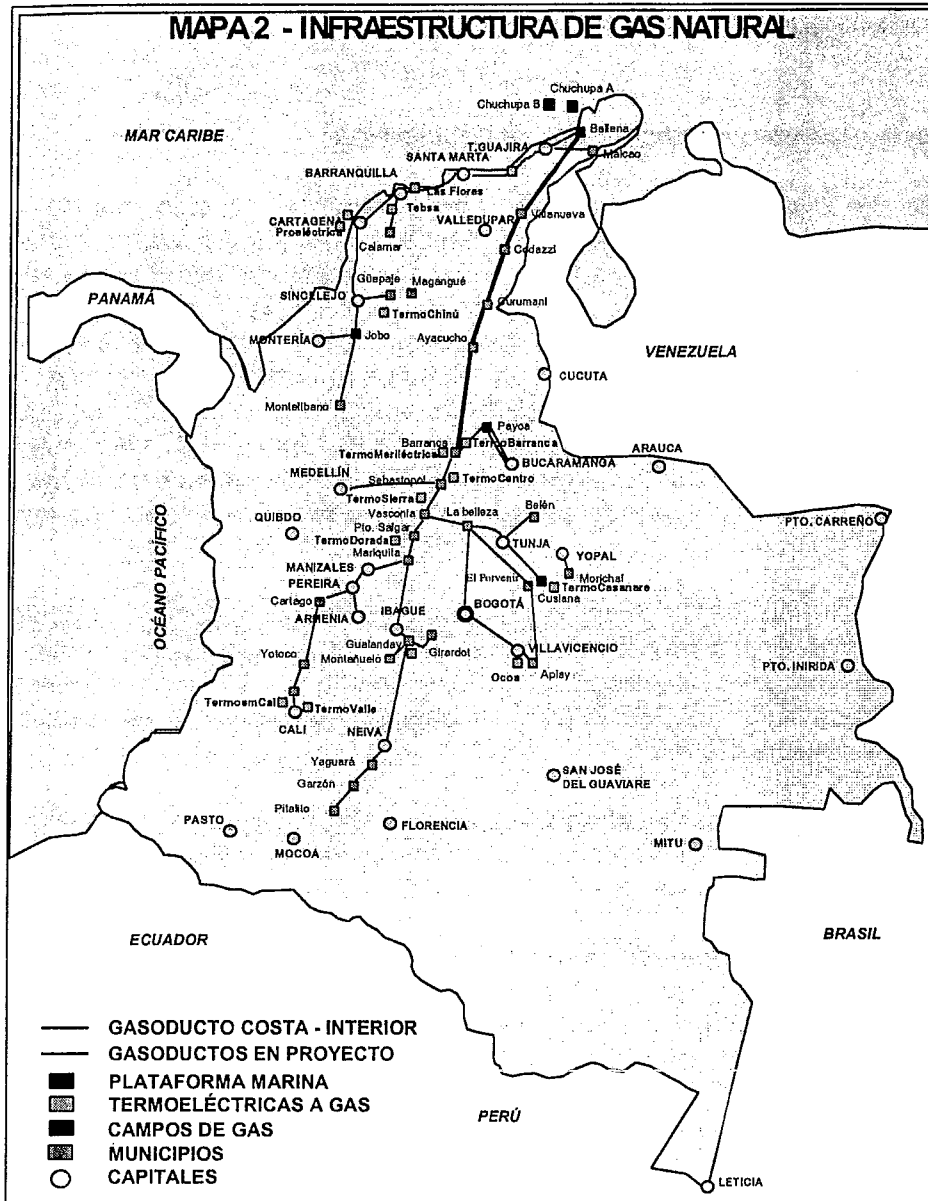
Para el desarrollo del Plan de Masificación del Gas Natural fue necesaria la construcción del sistema de gasoductos troncales del Interior del país. De acuerdo con lo estipulado por el documento CONPES No. 22646 de marzo de 1993, el estado lideró dicho plan de gas mediante una acción coordinada entre ECOPETROL y la empresa privada y la red troncal se amplió recientemente en la siguiente forma:

- Mediante licitación pública se adjudicó a las compañías Centragas y Transgas de Occidente la construcción, operación y mantenimiento de los gasoductos Ballena-Barrancabermeja y Mariquita - Cali mediante los mecanismos de BOMT y BOT respectivamente.
- El Ministerio de Minas y Energía otorgó en concesión la construcción de los gasoductos troncales de Sebastopol - Medellín a Transmetano S.A., Barrancabermeja - Bucaramanga a la compañía Transportadora del Oriente, Dina-Pitalito a Progasur S.A. y el Sistema Norte Huila - Tolima a Gasoducto del Tolima S.A.
- Por su parte ECOPETROL fue responsable de la construcción, conversión y adecuación del sistema Centro Oriente adelantando obras mediante la adjudicación de licitaciones por tramos, dependiendo de los requerimientos.

La construcción del sistema troncal de transporte garantizó así el desarrollo del programa y la entrega de volúmenes importantes de gas natural a grandes consumidores en forma simultánea en las capitales, para un adecuado balance entre los diferentes consumidores en términos de beneficio económico y social, viabilidad financiera y cobertura nacional.

El sistema troncal de transporte del gas conecta los principales campos productores de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira, Huila, Llanos Orientales y Magdalena Medio con las principales ciudades del país. Las características básicas de la red se resumen en el mapa 2 y el cuadro 5.

<sup>6</sup> ECOPETROL, op. cit. p 28



### 3.2 Los requerimientos de expansión

En el corto plazo (1999) se tiene programada la ampliación de la capacidad de transporte mediante estaciones de compresión en los tramos Ballena – Barranca (Interior) y Ballena - Cartagena (Costa). En el cuadro 6 se resume la infraestructura requerida para el transporte de gas entre 1999 - 2016.



## CUADRO 5

## Características del Sistema de Transporte del Gas Natural

Gasoductos	Propietario	Diámetro (Pulgadas)	Longitud (km)
<b>COSTA ATLANTICA</b>			
Ballena-B/quilla-C/gena	Promigas	20	398
Chuchupa-Ballena	Texaco	20	12
Jobo Tablón-Mamonal	Esso	10	200
Jobo Tablón-Cerromatoso	Cerromatoso	8	85
Güepajé -Sincelejo	Promigas-ECP	6-8	59
El Dificil B/quilla	Antex	12	148
<b>INTERCONEXION</b>			
Ballena - Barranca	Centragas	18	575
<b>INTERIOR</b>			
<b>SANTANDER</b>			
Payoa-Bucaramanga	Gasod. Santander	6	56
Payoa-Galán	Eurocan	10	56
Galán-Termo Galán	ECOPETROL	10	4
Barranca - Bmanga	Transorienté	10	158
<b>HUILA-TOLIMA</b>			
Dina-Gualanday	ECOPETROL	12	149
Tello Neiva	ECOPETROL	12	5
<b>BOGOTA</b>			
Cusiana - Apiay	Ecogas		
Apiay-Bogotá	ECOPETROL	6	134
<b>MEDELLIN</b>			
Sebastopol - Medellín	Transmetano	14/12	149
<b>VALLE</b>			
Mariquita - Cali	Transgas de Occ.	20	340
<b>OTROS</b>			
Centro Oriente	Ecogas	22/20/14/12/6	573
Morichal-Yopal	ECOPETROL	4	13
Norte Huila-Tolima	Gas. Del Tolima	6/4/2	53
Dina-Pitalito	Progasur	8/6	193
Montañuelo-Gualanday	Ecogas	6/4	36

Fuente: Ecogas.

## CUADRO 6

## INFRAESTRUCTURA REQUERIDA DE TRANSPORTE PARA GAS (1999-2016)

Año	Origen	Destino	Longitud en Km	Diámetro en pulgadas
1999	Cusiana	El Porvenir	35	30
1999	El Porvenir	La Belleza	187	30
1999	Payoa	Cambio diámetro	7	8
2003	Zarzal	Valle	117	30
2003	Cota 1150 msm	Medellín	27	12
2003	Barrancabermeja	Sebastopol	110	24
2005	Monterrey	Apiay	110	20
2005	Sebastopol	Vasconia	60	24
2007	Zarzal	Armenia	42	10
2007	Cisnero	Cota 1150 msm	17	14
2007	Mariquita	Gualanday	60	8
2007	La Belleza	Vasconia	93	20
2009	Letras	Chinchiná	49	24
2009	Barrancabermeja	Sebastopol	110	24
2011	Vasconia	Mariquita	121	20
2014	Cusiana	La Belleza	222	30
2014	La Belleza	Cogua	113	14
2016	Mariquita	Letras	62	20
2016	Monterrey	Apiay	110	24
2016	Zarzal	Valle	117	20
2016	San José del Nuz	Cisnero	36	12

Fuente : ECOPELROL, Dirección de Planeación Corporativa, "El sector gas en Colombia" (1998).

En el caso de concretarse un proyecto de exportación hacia Centroamérica, la expansión requerida adicional del sistema de transporte dependerá de las decisiones que se tomen sobre el desarrollo de las reservas: i) si se incrementa la capacidad de suministro en la Costa sería requerido ampliar hacia el Istmo el sistema troncal de esta región, y ii) si se incrementa significativamente la del interior podrían llegar a ser necesarios envíos de gas Interior - Costa, caso bajo el cual el suministro a Centroamérica podría efectuarse desde un sitio intermedio entre Ballena - Barranca, como lo podría ser el sitio de Ayacucho. En estas circunstancias podría, inclusive, plantearse el apoyo de este abastecimiento con gas proveniente de Venezuela, que conectaría a este mismo punto de la red.

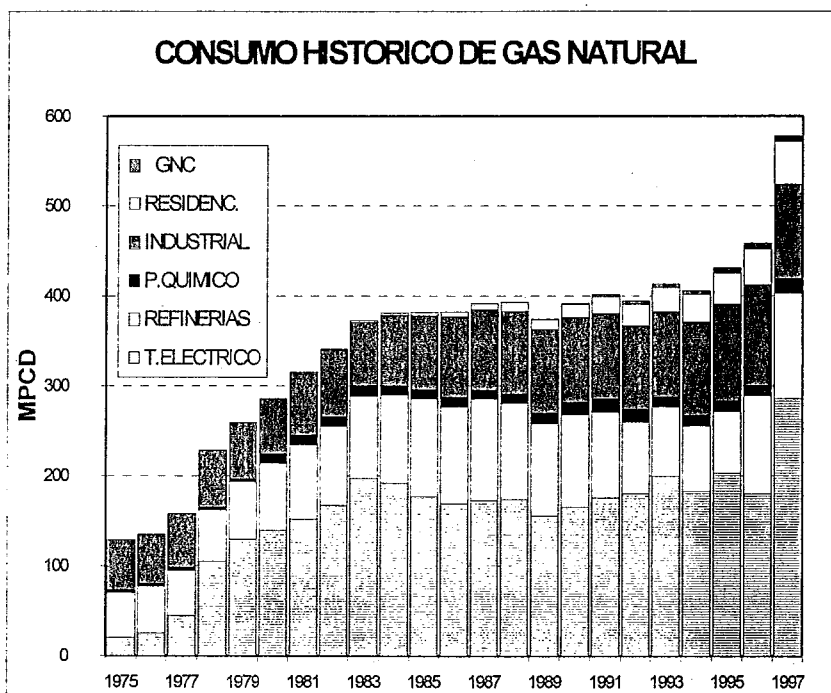
#### 4. LA SITUACIÓN DE LA DEMANDA

En la dinámica del mercado colombiano del gas natural la demanda histórica ha estado impulsada de manera importante por los incrementos para la generación eléctrica. Las principales expectativas sobre mercado en el inmediato futuro se encuentran también en el abastecimiento de centrales recién instaladas o en vías de instalación. A más largo plazo se puede considerar la expectativa de un mercado ampliado de gas, con base en iniciativas de interconexión internacional a nivel latinoamericano.

##### 4.1 Evolución del consumo por regiones y por sectores

Tradicionalmente los mayores consumos de gas natural en el país han correspondido a la generación eléctrica y al consumo industrial (ver Gráfico 4) y han estado concentrados en la Costa Atlántica y en menor proporción en el área de Santander y más recientemente en el departamento del Huila. Es decir que el consumo se ha ubicado en las regiones productoras de este energético.

GRAFICO 4



Fuente de datos: Ecopetrol.

El Cuadro 7 resume la evolución del consumo de gas natural en los últimos años; se puede observar que el crecimiento ha sido moderado y determinado esencialmente por la disponibilidad de gas y de infraestructura de transporte, por el avance del programa de masificación del consumo de gas y por factores coyunturales de las bajas hidrologías en 1992/1993 y en 1997/1998, en razón del denominado "Fenómeno del Niño".

## CUADRO 7

**CONSUMO DE GAS NATURAL POR REGIONES Y SECTORES  
MPCD**

<b>Región/Sector</b>	<b>1990</b>	<b>Estruct.</b>	<b>1995</b>	<b>Estruct.</b>	<b>1997</b>	<b>Estruct.</b>
<b>Costa Norte</b>	279.9	71.4%	332.4	77.1%	386.7	66.8%
Termoeléctrico	157.7		192.1		240.7	
Refinerías	10.4		12.2		12.9	
Petroquímico	12.1		9.1		12.9	
Industrial	89.5		94.4		90.1	
Doméstico	8.7		19.9		24.4	
Transporte	1.5		4.7		5.7	
<b>Interior</b>	112.2	28.6%	98.7	22.9%	191.9	33.2%
Termoeléctrico	7.1		11.2		45.8	
Refinerías	92.1		55.9		101.8	
Petroquímico	2.3		2.3		2.4	
Industrial	5.0		13.5		14.8	
Doméstico	5.4		15.4		24.1	
Transporte	0.2		0.2		0.2	
<b>Total País</b>	392.2	100.0%	431.1	100.0%	578.6	100,0%
Termoeléctrico	164.8	42.0%	203.3	47.2%	286.5	49.5%
Refinerías	102.5	26.1%	68.1	15.8%	117.3	20.3%
Petroquímico	14.4	3.7%	11.4	2.6%	15.6	2.7%
Industrial	94.6	24.1%	107.9	25.0%	104.9	18.1%
Doméstico	14.2	3.6%	35.3	8.2%	48.4	8.3%
Transporte	1.7	0.4%	5.1	1.2%	5.9	1.1%

Fuente: ECOPETROL , Estadísticas de la Industria Petrolera, 1997, con 1MPCD = 1 GBTU/d.

## 4.2 Proyecciones de la demanda

Las proyecciones de la demanda futura han venido siendo estudiadas por ECOPETROL y por la UPME con diversas metodologías y criterios. A continuación se presentan las políticas sobre el consumo de gas natural y las proyecciones más recientes disponibles en estas entidades.

### 4.2.1 Políticas sobre el consumo de gas natural

Para el aprovechamiento del gas natural, en las etapas iniciales se contó con políticas encaminadas a fomentar su uso, mientras se creaba y estabilizaba un mercado para el mismo. El aprovechamiento inicial del gas que se producía como subproducto de la explotación del petróleo estuvo asociado primero al uso en campos y luego al desarrollo de mercados industriales en las regiones productoras, particularmente en las ciudades de Barranquilla y Barrancabermeja. La política vigente entonces era la conservación del recurso y se orientaba a limitar la quema al aire en campo de producción, exigiendo el aprovechamiento del mismo

mediante el uso en la industria, bien como insumo petroquímico o como fuente de calor en procesos de producción.

A comienzos de los años 70 se presentó el agotamiento de los yacimientos que abastecían el consumo de la Costa Atlántica y se planteó entonces la posibilidad de cubrir los faltantes de suministro regional llevando gas natural del área de Barrancabermeja. Coincidentalmente por la misma época se descubrieron los campos de gas no asociado en La Guajira, los que al ser puestos en producción permitieron no sólo compensar los faltantes regionales de gas, sino sustituir también el consumo de combustóleo en plantas de generación eléctrica en esa misma región. Con esta política de sustitución, llevada a cabo por ECOPETROL, se hizo posible tanto la utilización desde un comienzo de la mayor parte de la capacidad del gasoducto troncal de la Costa que se construyó, financiado por ECOPETROL y las principales industrias consumidoras de la región, como también la destinación del combustóleo liberado a la exportación, para generar parte de los recursos requeridos por las crecientes importaciones de petróleo que tuvo que hacer el país entre 1974 y 1986.

En 1986 se propuso la construcción de un gasoducto al centro del país para diversificar allí el suministro de energía y ampliar el mercado del gas natural, pero esta iniciativa se encontró con los intereses regionales de la Costa Atlántica, temerosos del agotamiento de las reservas de La Guajira, y el programa de masificación del consumo tuvo que restringirse a extender el suministro a más centros urbanos en la Costa Norte, mediante el programa denominado "Gas para el Cambio".

A comienzos de los años 90 se consideraba que la principal limitación para el desarrollo de la industria del gas en Colombia era la carencia de un mercado del gas, debido entre otras razones a la falta de infraestructura de transporte entre los campos de producción y los grandes centros de consumo en el interior del país. Para superar esta limitación se retomó la iniciativa de incremento del uso del gas, lanzando para tal fin un programa de masificación de gas natural (documento CONPES 2751 de 1991), cuyo principal componente fue la construcción de una infraestructura troncal de gasoductos. Para complementar el suministro se adelantó también el primer estudio de interconexión gasífera con Venezuela. El descubrimiento de hidrocarburos en los Llanos Orientales en 1992 incrementó las reservas de gas, aumentando así el respaldo al programa de masificación del consumo de este energético.

A raíz del apreciable racionamiento eléctrico que sufrió el país en 1992/1993, mediante el Documento CONPES 2646 de 1993 y el Decreto 408 del mismo año se aceleró el programa de masificación del gas y se le asignó a ECOPETROL la tarea de construir la infraestructura de gasoductos en el interior del país y promover la creación de una empresa transportadora de gas. La infraestructura de gasoductos troncales se terminó en 1997 y en la actualidad interconecta los campos de producción de gas y los principales centros de consumo del país y se creó a ECOGAS.

Hoy en día, en términos generales, se percibe que las actuales condiciones de regulación de precios vigentes para los productores de gas y en entrada de gasoducto, así como también el marco de contratación para la compraventa y el transporte de gas, serán ajustadas por las autoridades energéticas con el fin de garantizar el desarrollo adecuado del mercado.

#### 4.2.2 Proyecciones de demanda

Las estimaciones realizadas sobre el crecimiento de la demanda de gas natural en Colombia toman en consideración que el mercado de la Costa Atlántica es un mercado ya desarrollado, y el de mayor volumen en el país, y establecen que los incrementos más acentuados se van a dar en el Interior del país, como resultado de la penetración que se espera va a tener el hidrocarburo en los sectores residencial, industrial, transporte y en la termoelectricidad.

Para el sector residencial las proyecciones disponibles toman en consideración una triplicación, en cinco años, del millón de usuarios conectados al servicio residencial de gas que se atienden hoy en día.

En las proyecciones del sector industrial incide la entrada de regulaciones ambientales estrictas sobre emisiones a partir del año 2000, lo cual incentivará la reducción del consumo de combustibles competidores con el gas natural, como lo son el crudo de Castilla, el combustóleo y el carbón.

En lo que respecta al uso del gas en termoelectricidad resulta determinante el desarrollo en marcha de la capacidad de generación <sup>7</sup> y la expectativa sobre el crecimiento de la demanda eléctrica <sup>8</sup>.

Conforme a lo anterior se pueden considerar varios escenarios de demanda, de acuerdo con las disponibilidades previstas de gas, la penetración del gas en los diferentes sectores de consumo, los precios y las estrategias de expansión eléctrica. El Cuadro 8 presenta las proyecciones medias disponibles en la UPME y ECOPETROL en Septiembre de 1998 <sup>9</sup>.

Estas proyecciones prevén que con el avance del plan de masificación, la demanda esperada de gas tendrá crecimientos importantes, especialmente en el sector termoeléctrico (según la estimación realizada para este informe), sector para el cual se espera un crecimiento medio anual del orden del 12% en el período 1999 – 2010 dado que la holgura actual de la oferta sobre la demanda de generación eléctrica incide en bajos niveles actuales en los consumos de gas para este uso, principalmente en el Interior. Para el total nacional, en ese periodo se espera un crecimiento del 7.6% anual, con el 4.9% en la Costa y el 10.2% en el Interior (este último también influenciado por el importante incremento del consumo en termoelectricidad).

<sup>7</sup> En la actualidad la capacidad de generación eléctrica en Colombia es de 12.032 MW, está constituida por 8016 MW (67%) hidroeléctricos y 4016 MW (33%) termoeléctricos. Actualmente se encuentran en desarrollo 1105 MW adicionales hidroeléctricos, 150 MW termoeléctricos a carbón y 520 MW termoeléctricos a gas natural, los cuales entrarán en servicio en el período 1998 - 2003. Posteriormente, hasta el 2010, el sistema cuenta con opciones de desarrollos adicionales de capacidad de generación dentro de los cuales se destacan centrales operadas a gas natural y ubicadas en las cercanías de las áreas productoras de gas.

<sup>8</sup> En los últimos años el crecimiento de la demanda adicional de energía eléctrica ha sido moderado y por debajo de los niveles esperados. Frente a una tasa esperada de 4.5% anual, el crecimiento eléctrico en 1997 fue de 3.4% y en 1998 se estima que será apenas de 2.4%. Ello se debe a la disminución en las tasas de crecimiento económico, como reflejo de la situación recesiva internacional y nacional. Para el largo plazo la UPME ha determinado tres escenarios de demanda de energía eléctrica para el período 1999 - 2010, con tasas de crecimiento anual de 3.5%, 4.0% y 4.5%, dependiendo del comportamiento de otras variables, en particular el crecimiento económico.

<sup>9</sup> Es de observar que actualmente la UPME se encuentra revisando estas proyecciones de la demanda para la cual está aplicando nuevas metodologías desarrolladas en estudios recientes de consultoría en los cuales también se están actualizando los escenarios base de la proyección conforme a las nuevas perspectivas de crecimiento económico del país. Estas nuevas proyecciones se espera que estén disponibles hacia comienzos de 1999.

## CUADRO 8

DEMANDA POR SECTORES Y									
CASO BASE UPME - ECOPETROL (Septiembre de 1998, con revisión de termoeléctrico)									
GBTU/D (Promedios anuales)									
AÑO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	PETROQUI.	REFINERIAS	TRANSPORTE	TERMOELEC.	TOTAL	COSTA	INTERIOR
1999	92.2	140.9	16.6	119.1	6.4	189.4	564.6	306.4	258.2
2000	117.7	160.1	16.6	119.1	7.1	210.6	631.2	302.6	328.6
2001	134.0	183.2	16.6	119.1	8.2	195.8	656.9	310.9	346.1
2002	145.5	191.0	16.6	119.1	9.9	231.4	713.5	327.6	385.9
2003	152.5	198.0	16.9	119.1	10.3	299.0	795.7	367.8	428.0
2004	159.3	204.7	17.2	119.1	10.7	348.7	859.7	396.0	463.6
2005	165.9	211.7	17.5	119.1	11.1	395.8	921.0	422.7	498.3
2006	171.6	218.9	17.8	119.1	11.5	442.8	981.6	445.2	536.4
2007	176.7	226.3	18.1	119.1	11.9	477.3	1029.4	458.2	571.3
2008	181.7	233.7	18.5	119.1	12.3	556.2	1121.4	510.7	610.6
2009	186.7	241.3	18.8	119.1	12.7	624.9	1203.6	519.2	684.4
2010	191.9	249.2	19.2	119.1	13.2	671.9	1264.5	515.9	748.6
<b>TOTAL (GPC)</b>	<b>684.6</b>	<b>897.5</b>	<b>76.8</b>	<b>521.5</b>	<b>45.7</b>	<b>1695.0</b>	<b>3921.3</b>	<b>1782.3</b>	<b>2138.9</b>
<b>Crec. Anual</b>	<b>6.9%</b>	<b>5.3%</b>	<b>1.3%</b>	<b>0.0%</b>	<b>6.8%</b>	<b>12.2%</b>	<b>7.6%</b>	<b>4.9%</b>	<b>10.2%</b>

Fuente: UPME-ECOPETROL y Estudios Energéticos Ltda. (Sector de termoelectricidad revisado en diciembre de 1998).

La evolución prevista de la participación por sectores en la demanda futura de gas natural se resume en el Cuadro 9.

## CUADRO 9

DEMANDA POR SECTORES Y REGIONES									
CASO BASE UPME - ECOPETROL (Septiembre de 1998) con revisión de termoeléctrico)									
Participación porcentual									
AÑO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	PETROQUI.	REFINERIAS	TRANSPORTE	TERMOELEC.	TOTAL	COSTA	INTERIOR
1998	10.3%	18.9%	3.0%	17.8%	1.0%	49.1%	100.0%	61.6%	38.4%
1999	15.1%	23.1%	2.7%	19.5%	1.0%	38.5%	100.0%	57.2%	42.8%
2000	17.6%	24.0%	2.5%	17.8%	1.1%	37.0%	100.0%	52.3%	47.7%
2001	18.1%	24.7%	2.2%	16.1%	1.1%	37.8%	100.0%	50.6%	49.4%
2002	18.4%	24.2%	2.1%	15.1%	1.3%	39.0%	100.0%	53.8%	46.2%
2003	19.0%	24.7%	2.1%	14.8%	1.3%	38.1%	100.0%	54.4%	45.6%
2004	18.0%	23.1%	1.9%	13.4%	1.2%	42.4%	100.0%	54.2%	45.8%
2005	18.2%	23.2%	1.9%	13.1%	1.2%	42.3%	100.0%	53.5%	46.5%
2006	19.3%	24.6%	2.0%	13.4%	1.3%	39.5%	100.0%	53.6%	46.4%
2007	18.0%	23.0%	1.8%	12.1%	1.2%	43.8%	100.0%	55.6%	44.4%
2008	16.8%	21.6%	1.7%	11.0%	1.1%	47.7%	100.0%	55.4%	44.6%
2009	15.1%	19.5%	1.5%	9.6%	1.0%	53.2%	100.0%	51.3%	48.7%
2010	14.2%	18.5%	1.4%	8.8%	1.0%	56.1%	100.0%	48.9%	51.1%

Fuente: UPME-ECOPETROL y Estudios Energéticos Ltda. (Sector termoelectricidad revisado en diciembre de 1998).

El caso base de proyección de la demanda prevé que durante los próximos doce años los sectores residencial y termoelectricidad incrementarán su participación, hasta órdenes del 14% y el 56%, respectivamente, mientras que la de ECOPETROL y la de la Petroquímica se reducirá (de cerca del 20% al 10% para estos dos sectores), manteniéndose estable (en el orden del 20%) la del sector industrial. Asimismo se prevé que la Costa reducirá su participación del 62% al 49% en ese período mientras que el Interior la incrementará del 38% al 51%.

Resulta importante anotar que las proyecciones anteriores incluyen cerca de 75 MPCD de demanda en la refinería de Barrancabermeja que son sustituibles por fuel oil y cerca de 25 MPCD de demanda en la industria cementera de la Costa que son sustituibles por carbón, dada la existencia de sistemas duales de combustibles.

También, un aspecto relevante lo constituye la apreciable estacionalidad y la gran volatilidad de la demanda de gas natural para la generación termoeléctrica, originada por la apreciable componente hidroeléctrica presente en el Sistema Eléctrico Nacional. El Gráfico 5 ilustra este importante aspecto de la demanda nacional del gas natural, el cual depende de la contratación del suministro del gas natural a las empresas generadoras <sup>10</sup> y del uso de combustibles alternos en las centrales termoeléctricas <sup>11</sup>.

Estas gráficas fueron obtenidas con ayuda del modelo SDDP desarrollado por la firma Power Systems Research Inc. de Brasil, el cual fue aplicado al caso colombiano incluyendo la representación del uso de los combustibles alternos al gas natural por parte de las centrales, la refinería de Barranca y la Industria (véase el anexo 1).

---

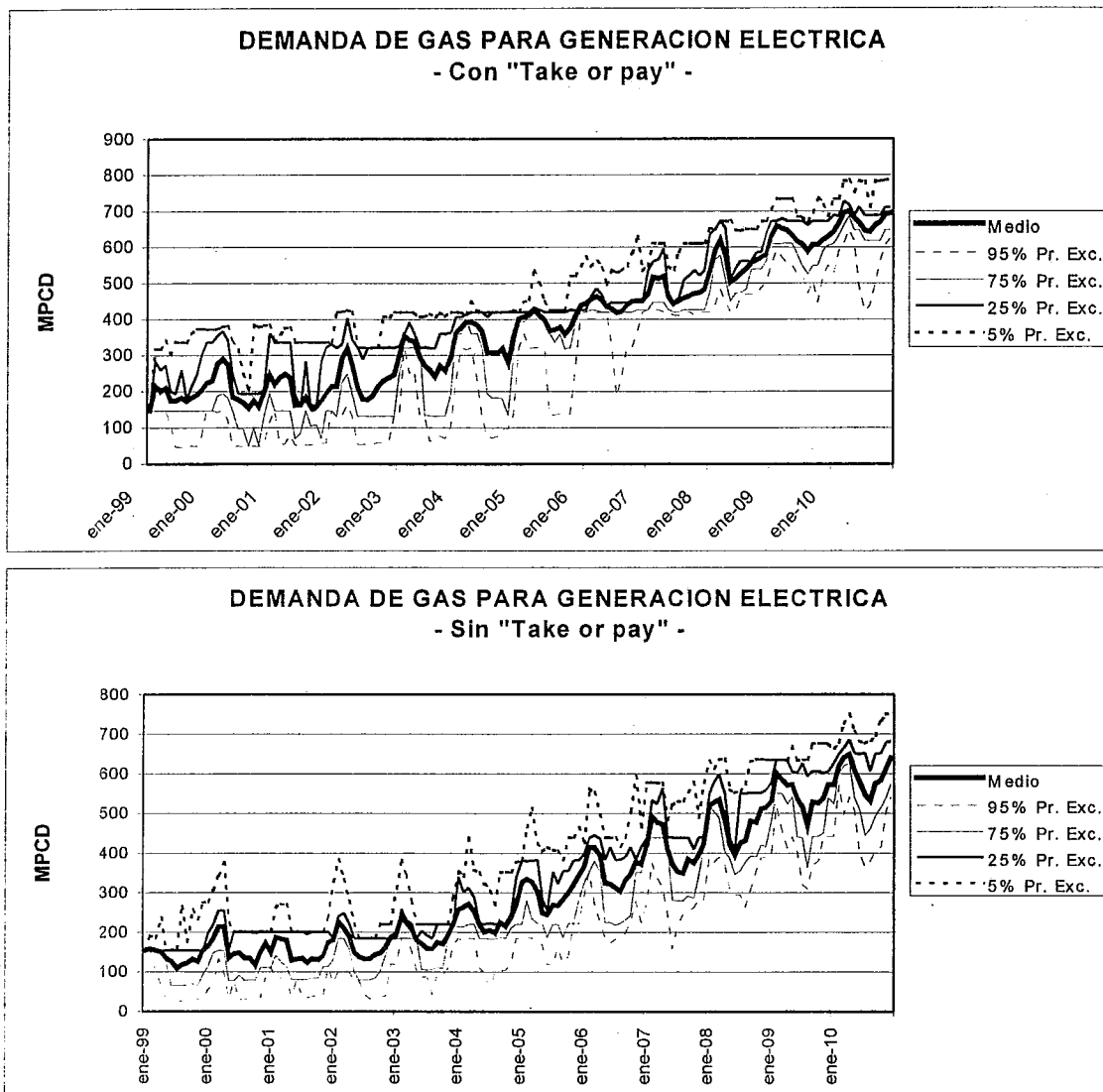
<sup>10</sup> Históricamente la comercialización mayorista del gas natural ha estado a cargo de ECOPETROL y había sido realizada bajo un esquema flexible de entrega de gas a las empresas generadoras. Con el proceso de privatización del sector eléctrico llevado a cabo desde el año 1993 se ha evolucionado hacia un esquema de contratos de suministro del gas natural para la generación eléctrica que considera volúmenes mínimos del tipo "Take or Pay", los cuales representan compromisos mínimos de pago del orden del 70% de los volúmenes máximos requeridos por las centrales de la Costa y del 50% para las del Interior. Estos contratos se encuentran hoy en día en fase de negociación y revisión, con ingerencia por parte de las autoridades energéticas del país, dado el importante impacto que han tenido en la formación de los precios del mercado eléctrico mayorista.

<sup>11</sup> Las siguientes centrales pueden utilizar cerca de 106 MPCD (equivalentes) en combustibles alternos: TermoGuajira (20 MPCD por carbón), TermoCartagena (28 MPCD por fuel oil), TermoBarranquilla (18 MPCD por fuel oil), TermoBarranca (20 MPCD por fuel oil) y TermoOcoa (20 MPCD por ACPM).



**GRAFICO 5**

**CARACTERISTICAS DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PARA LA GENERACION DE ELECTRICIDAD**



Fuente: Estudios Energéticos Ltda. (Pr.Exc.: Probabilidad de Excedencia).

## 5. PERSPECTIVAS DEL BALANCE ENTRE LA OFERTA Y LA DEMANDA

Desde el punto de vista del mercado interno colombiano, la comparación entre las proyecciones de la oferta y la demanda de gas natural permite establecer que con la producción obtenible con el desarrollo de las reservas ya probadas sería posible abastecer la demanda esperada en los diferentes sectores de consumo y en la termoelectricidad hasta mediados de la próxima década. Adicionalmente, con el desarrollo de otras reservas, parte de las cuales ya han sido calificadas como probables, resulta previsible que se podrá atender la demanda más hacia el futuro.

Dada la significativa volatilidad de la demanda de gas para la generación eléctrica, para la evaluación del balance entre la oferta y la demanda interna resulta importante la consideración del uso de combustibles alternos en las centrales eléctricas, en la refinería de Barranca y en la Industria, en caso de exigencias extremas impuestas por el “Fenómeno del Niño” en la hidroelectricidad.

En el cuadro 10 se presenta el balance obtenido bajo la hipótesis de que luego del año 2005 se desarrollarán reservas adicionales a las ya probadas con el fin de asegurar una capacidad nacional de suministro de gas natural de 1400 MPCD durante el período 2005 – 2010.

**CUADRO 10**

**BALANCE DE DEMANDA / OFERTA DE GAS NATURAL**  
(Con desarrollo de reservas adicionales hasta 1400 MPCD)

AÑO	DEMANDA				Total Máxima (v) 1/	CAPACIDAD		Total	BALANCE	
	Total	Sustituible	Termoelectricidad	Máxima		Reservas	Reservas		Promedio	Máximo
	Promedio	Promedio	Promedio			Probadas	Adicionales			
(i)	(ii)	(iii)	(iv)	2/						
1999	565	(100)	(189)	373	648	906		906	341	257
2000	631	(100)	(211)	383	704	933		933	302	229
2001	657	(100)	(196)	376	737	1036		1036	379	299
2002	714	(100)	(231)	425	807	1047		1047	334	240
2003	796	(100)	(299)	420	817	1064		1064	269	248
2004	860	(100)	(349)	447	858	1077		1077	218	219
2005	921	(100)	(396)	546	971	1093		1093	172	122
2006	982	(100)	(443)	629	1068	1099		1099	117	31
2007	1029	(100)	(477)	612	1064	1106		1106	77	42
2008	1121	(100)	(556)	673	1138	864	336	1200	79	62
2009	1204	(100)	(625)	734	1212	659	641	1300	96	88
2010	1265	(100)	(672)	788	1281	605	695	1300	35	19

1/ Demanda máxima no sustituible. (v) = (i) + (ii) + (iii) + (iv). (La suma puede no coincidir por el redondeo de los decimales).

2/ Campos actuales y con Cusiana entregando hasta 420 MPCD.

Fuente: Elaboración para este estudio a partir de proyecciones de ECOPETROL y de Estudios Energéticos Ltda.

El cuadro anterior muestra los apreciables excedentes de gas natural de que podría disponer Colombia para la exportación, los cuales serían sustentables hasta, por lo menos, el año 2005 con el desarrollo de las reservas ya probadas. Luego de este horizonte se requerirán aumentos en la producción basados en reservas probables y futuras adicionales siendo las prospecciones más promisorias las de las áreas de los Llanos Orientales (Cusiana, donde se están realizando ingentes reinyecciones para la extracción del petróleo) y la Costa Atlántica (donde se avanza exploraciones costa afuera). También se debe mencionar, de ser requerido, el posible apoyo al

suministro de gas desde Venezuela, país que cuenta con importantes reservas del hidrocarburo.

En las anteriores circunstancias se llegaría a finales de la próxima década con una relación Reservas / Producción (R/P) del orden de los 10 años, basada en los niveles probados y probables cuantificados hoy en día para las reservas del gas colombiano. Dependiendo del éxito que se tenga en la comprobación de reservas adicionales se podría continuar, desde los finales de la próxima década, con expansiones de la capacidad de generación eléctrica basadas en el uso del gas o se tendría que cambiar hacia la incorporación de mayores componentes de otro tipo de tecnología (carboelectricidad o hidroelectricidad).

Con respecto al mercado del Istmo Centroamericano, el Cuadro 11 indica el potencial de la demanda de gas natural en Panamá, Costa Rica y Nicaragua, que son los países más cercanos a Colombia.

**CUADRO 11**

**DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL EN PANAMA, COSTA RICA Y NICARAGUA**

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Panamá</b>	<b>Mm3</b>	588	588	669	777	967	1044	1147
<b>Costa Rica</b>	<b>Mm3</b>	197	305	305	310	369	386	417
<b>Nicaragua</b>	<b>Mm3</b>	391	391	391	391	456	536	568
<b>Total</b>	<b>Mm3</b>	1176	1284	1365	1478	1792	1966	2132
	<b>GPC</b>	42	46	49	53	64	71	77
	<b>MPCD</b>	116	126	134	146	176	194	210

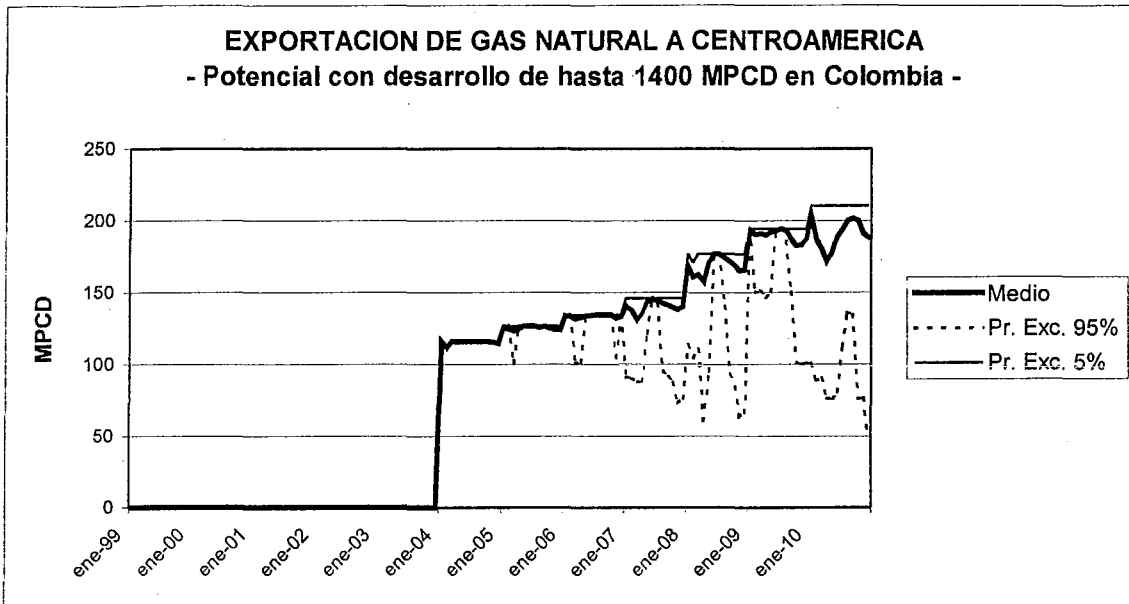
Fuente: CEPAL.

Se simuló el abastecimiento de este mercado con gas de Colombia y considerando el uso de combustibles alternos con el fin de compensar la volatilidad de la demanda por generación eléctrica en Colombia. La evaluación se realizó bajo las hipótesis de desarrollo de la capacidad productora de gas alcanzando hasta los 1300 y 1400 MPCD en el año 2010, obteniendo los resultados que se presentan en los Gráficos 6 y 7.

Los resultados obtenidos para estas dos opciones se resumen en el Cuadro 12, en términos de volúmenes anuales esperados y máximos de gas exportado y de utilización de combustibles sustitutos en Centroamérica.

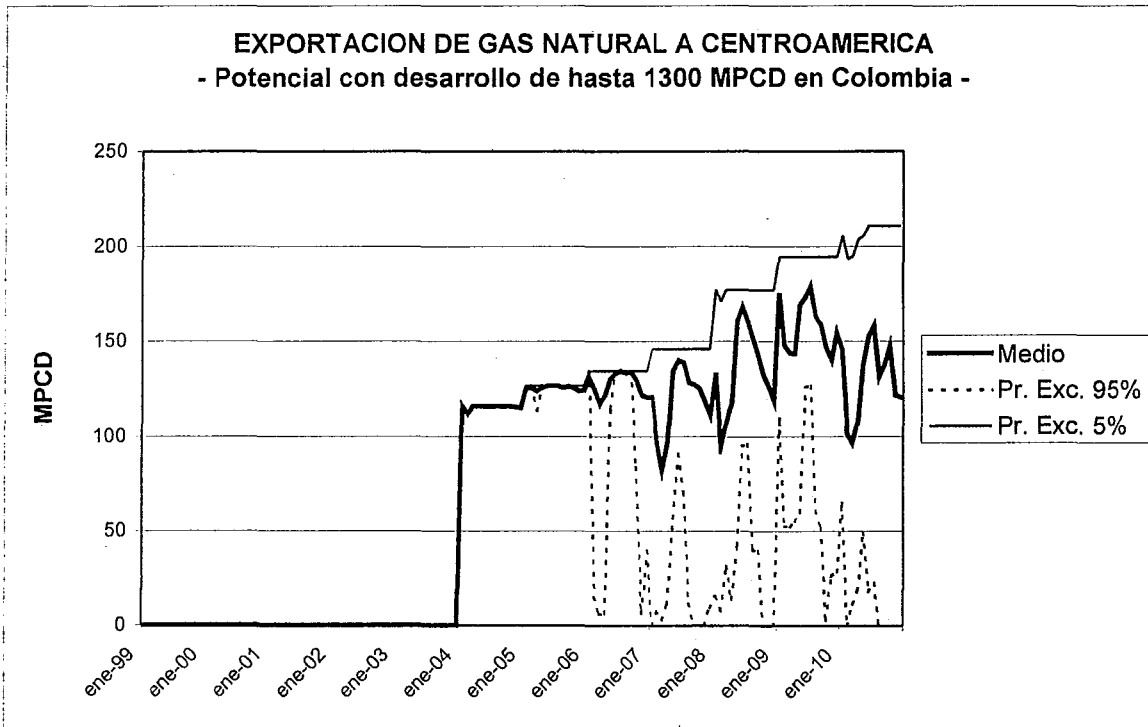
Estos resultados muestran como el mercado de los tres países Centroamericanos podría ser atendido con la capacidad productora que se desarrollaría en Colombia con fines principales de atención del mercado interno colombiano y con apoyo parcial de combustibles alternos. De hecho, ello constituye una oportunidad para, eventualmente, poder efectuar una compensación económica de la volatilidad inherente al mercado del gas natural en Colombia, el cual dependerá de manera estructural de la generación hidroeléctrica durante varios años.

GRAFICO 6



Fuente: Elaboración de Estudios Energéticos Ltda. mediante simulación de la operación del SNI con el Caso Base de la demanda eléctrica pronosticada UPME en Septiembre de 1998.

GRAFICO 7



Fuente: Elaboración de Estudios Energéticos Ltda. mediante simulación de la pozo, de acuerdo con ambas resoluciones.

**CUADRO 12****EXPORTACION POTENCIAL DE GAS Y USO DE SUSTITUTOS EN CENTROAMERICA**

(Cifras en MPCD o MPCD equivalentes)

Año	CON DESARROLLO DE 1400 MPCD				CON DESARROLLO DE 1300 MPCD			
	<u>Demanda</u> en C.A.	<u>Gas Natural</u> Exportación Media	<u>Uso de sustitutos</u> 1/ Medio    Alto 2/		<u>Demanda</u> en C.A.	<u>Gas Natural</u> Exportación Media	<u>Uso de sustitutos</u> Medio    Alto 1/	
2004	116	115	0	0	116	115	0	0
2005	127	125	1	12	127	125	1	8
2006	134	133	1	33	134	127	7	129
2007	146	140	7	70	146	118	29	146
2008	177	168	10	160	177	134	45	177
2009	194	190	6	94	194	158	39	194
2010	211	190	22	162	211	130	83	211

Fuente: Elaboración de Estudios Energéticos Ltda., mediante simulación de la operación del SIN con el Caso Base de la demanda eléctrica pronosticada UPME septiembre de 1998.

Dependiendo del éxito que se tenga en la comprobación de reservas adicionales, luego del año 2010 se podrían incrementar las exportaciones o asegurar el cubrimiento de mayores lapsos para las mismas, siendo también posible evaluar la conveniencia de asegurar suministros de gas desde Venezuela. Es de observar que estas consideraciones no han sido cuantificadas en el presente estudio, cuyo horizonte se ha limitado hasta el año 2010.

## **6. EL MARCO JURÍDICO Y REGULATORIO PARA EL GAS NATURAL**

### **6.1 Antecedentes regulatorios**

Tradicionalmente la legislación petrolera colombiana consideraba el gas como un subproducto de la explotación del petróleo, para el cual, por no contar con un mercado, se permitía su quema en los campos de producción petroleros. Es sólo con la expedición de la Ley 10 de 1961, regulatoria de la exploración y producción de petróleos, que se comienza a legislar explícitamente sobre el gas, mediante la prohibición de su quema indiscriminada y fomento de su aprovechamiento. El decreto 1873 de 1973 ratificó y amplió estas previsiones sobre explotación del gas natural.

Durante muchos años la regulación del comercio y utilización del gas natural estuvo restringida casi exclusivamente a la fijación de referencias para el precio al productor y al control del precio por sectores de consumo, a saber: termoeléctrico, industrial, petroquímico y residencial. En desarrollo de la política estatal de garantizar el suministro de gas natural, ECOPETROL se constituyó en el único comercializador mayorista, comprometiéndose a comprar la producción de gas de sus asociados, y asumiendo y garantizando, sin contrato formal, la entrega del gas en gasoducto troncal, a los precios fijados por el Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto al precio en boca de pozo, para las compras del gas por ECOPETROL, éste se fijaba por el gobierno, a través de la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, dependiente del Ministerio de Minas y Energía.

Respecto a los gasoductos, las tarifas de transporte para los mismos eran fijadas por el Ministerio de Minas y Energía. El transporte se adelantó a través de gasoductos propios de ECOPETROL o mediante contratos de esta empresa con los propietarios de gasoductos privados.

En cuanto a la distribución de gas por gasoductos urbanos, las tarifas al consumidor final eran fijadas por el Ministerio de Minas y Energía y posteriormente por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, dependiente de Planeación Nacional.

### **6.2 Reforma y regulación actual del sector**

Tradicionalmente el modelo colombiano de la industria del gas natural estaba integrado verticalmente, como un solo mercado al por mayor, en el cual se le vendía a los grandes consumidores y empresas locales distribuidoras, el gas y el transporte como un servicio integrado.

Con la expedición de la Ley 142 de 1994 o de Servicios Públicos, se reestructuró la regulación del suministro de gas en sus actividades de transporte y distribución, más no en la actividad de producción. Adicionalmente se especificó como nueva actividad la de comercialización del producto al por mayor. La prioridad de la ley de servicios públicos es el logro de la eficiencia y la calidad en la prestación de tales servicios.

La reforma del sector gas en Colombia ha seguido un modelo similar al del sector eléctrico, dentro del marco de referencia básica establecido por las leyes de servicios públicos y la ley eléctrica y desarrollado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En general

las determinaciones de la CREG se han orientado a incentivar la participación del sector privado y a promover la libre competencia y la eficiencia en la prestación del servicio de gas combustible por tubería, a través de medidas sobre:

- Límite a la propiedad y separación vertical de las actividades componentes de la cadena de suministro, a saber: producción, comercialización, transporte y distribución,
- Prohibición de prácticas restrictivas
- Garantía de libre acceso a la red de gasoductos
- Fortalecimiento de la función reguladora en los eslabones monopólicos de transporte y distribución
- Privatización de empresas y reducción de participaciones del Estado en los eslabones de transporte y distribución

En este enfoque se considera que el control estatal sobre operaciones y decisiones de inversión lleva a menudo a precios distorsionados. Las reformas se orientan entonces a limitar dicha intervención y a establecer un nuevo marco bajo el cual se tenga un mayor juego de las fuerzas del mercado. Antes que prestar directamente el servicio público de gas, el papel del Estado se centra en asegurar que alguien lo preste con calidad y eficiencia.

Con la expedición de la ley 401 de 1997 se crea la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) como entidad descentralizada del Estado, a la cual se le aportan los gasoductos y contratos de disponibilidad de gasoductos operados hasta entonces por ECOPEPETROL, desagregando de esta manera la función de transporte del monopolio estatal. Adicionalmente, también se determinó la enajenación de las participaciones de ECOPEPETROL en la principal empresa regional transportadora, PROMIGAS.

Al introducir el acceso abierto a los gasoductos y desagregar la oferta de transporte se crearon dos mercados, el mercado de gas y el mercado del transporte. En ambos casos, las transacciones pueden ser por la modalidad "spot" o de contratos, a través de comercializadores y referidas a un sitio de entrega o mercado. Estas determinaciones son operantes en la medida en que se desregulen también los precios al por mayor y se tenga flexibilidad de negociación o reventa de excedentes de capacidad de producción y transporte.

Otro cambio importante fue el ocurrido en el eslabón de la distribución, en donde ECOPEPETROL vendió todas sus participaciones en empresas distribuidoras locales, ampliando de esta forma las posibilidades de entrada de nuevos actores privados.

Teniendo en cuenta estos cambios, se puede afirmar que globalmente se ha logrado avanzar en la desincorporación vertical de la cadena gasífera, como una forma de lograr el objetivo de introducir la competencia en la industria del gas. No obstante estos logros, en el mercado mayorista del gas subsisten serias imperfecciones para avanzar en el camino de la libre competencia, especialmente por el reducido número de productores, la posición mayoritaria de ECOPEPETROL en el mercado y la operación de un mercado supremamente volátil.

En el eslabón de producción una seria limitante puede ser la forma que Colombia adoptó desde hace años para desarrollar su industria de hidrocarburos y captar la renta de la misma a través de una empresa estatal. Esta estructura hace difícil introducir condiciones de disputabilidad (competencia efectiva o potencial) en los mercados del gas. Es previsible entonces que el mercado de gas en Colombia continuará por un tiempo con esta estructura monopólica o eventualmente oligopólica, al comercializarse por aparte el gas de los asociados de ECOPEPETROL y el gas de regalías.

No obstante, dentro de esta perspectiva no debería existir mucho margen para el ejercicio del poder dominante, en razón de que el gas tiene que competir con otros energéticos en los mercados finales y eventualmente con gas importado. Sin embargo, en la práctica, la modalidad de contratos del tipo "take or pay" suscritos entre ECOPETROL y los generadores ha representado, posiblemente, ventajas para el productor y distorsiones en el mercado.

En el Cuadro 13 se presenta una comparación de los esquemas de desarrollo del gas antes y después de la Ley de Servicios Públicos.

**CUADRO 13**

**REESTRUCTURACION DEL SECTOR DEL GAS NATURAL**

Antes de la Ley de Servicios Públicos	Después de la Ley de Servicios Públicos
<ul style="list-style-type: none"> <li>- El Estado autoregulator y autoevaluador de su gestión</li> <li>- Estado gran promotor e inversionista               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema Costa Atlántica</li> <li>- Santander y Huila</li> <li>- Gasoductos urbanos</li> <li>- Principal agente de subsidios</li> </ul> </li> <li>- Fuerte estructura monopólica de ECOPETROL en toda la cadena de suministro.</li> <li>- Participación baja del sector privado y casi siempre asociado a ECOPETROL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Separación de las funciones del Estado:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Política : MME</li> <li>- Regulación : CREG</li> <li>- Planeación e información: UPME</li> <li>- Control : SSP</li> </ul> </li> <li>- Fuerte participación iniciativa privada</li> <li>- Desagregación de funciones : ECOGAS</li> <li>- Énfasis en competencia, competitividad y eficiencia</li> <li>- Introducción de criterios de equilibrio económico y financiero</li> <li>- Participación ciudadana</li> </ul>

Fuente: Vásquez, R., La formación del mercado de gas natural en Colombia, Proyecto Canadá-Colombia, 1997, p.33.

La situación en que venía funcionando el mercado del gas natural, cambió radicalmente a raíz de la expedición de la nueva normatividad. Los aspectos legales pertinentes al sector del gas natural están definidos hoy en día principalmente por la Ley 80 de 1993 "Nuevo Estatuto General de Contratación de la Administración Pública" (para el caso de las empresas de orden nacional), por la nueva Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, 142 de Julio de 1994, y por la Ley 286 de Julio de 1996 que modificó parcialmente a la Ley 142/94, y de manera particular por la resolución CREG-057 de julio 30 de 1996. El alcance de estas normas se resume en el Anexo 2.

Resulta pertinente anotar que el alcance de la regulación del mercado de gas establecida en Colombia no ha abarcado, hasta la fecha, el aspecto de los intercambios internacionales del gas natural.

### **6.3 Estructura Reguladora**

Hoy en día la actividad de regulación del mercado del gas natural está a cargo del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, la Superintendencia de Servicios Públicos.



## **Ministerio de Minas y Energía (MME)**

El MME, como máxima autoridad sectorial, mantiene las funciones para fijar la política y la regulación para el aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos en la fase de su producción. En particular, regula el precio del gas natural en boca de pozo.

## **La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

La CREG regula el suministro de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por tubería. La CREG es una unidad administrativa especial adscrita al MME y está conformada por los ministros de Hacienda y de Minas y Energía, el director del Departamento Nacional de Planeación y por cinco expertos nombrados por el Presidente de la República.

La principal función de la Comisión consiste en promover la libre concurrencia y evitar el ejercicio del poder dominante en el suministro del servicio público de gas natural y de energía eléctrica. Cuando no es posible la libre concurrencia, como ocurre con el transporte por gasoductos troncales, la CREG se encarga entonces de regular los monopolios, con el fin de que esta operación se desarrolle con eficiencia y calidad.

Hasta ahora y para el caso del gas natural, la CREG ha puesto en operación un marco de libertad vigilada, estableciendo para ello normas y fórmulas tarifarias a las que deben someterse los agentes involucrados a lo largo de la cadena de suministro del servicio de gas natural. La expedición de la normatividad para gas se hizo mediante resoluciones de la CREG dictadas entre mayo de 1995 y junio de 1996, las cuales fueron compendiadas en julio de 1996 en la Resolución 057 de 1996.

## **La Superintendencia de Servicios Públicos (SSP)**

La SSP que es un organismo adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, tiene como objeto la vigilancia y control de todas las empresas que prestan servicios públicos domiciliarios, entre ellos el servicio de gas natural. En su estructura la SSP cuenta con una Superintendencia Delegada para la Energía y el Gas. En desarrollo de sus funciones la SSP evalúa la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos (ESP), de acuerdo con los indicadores que establezca la respectiva comisión reguladora.

### **6.4 Regulación por actividades**

#### **6.4.1 Exploración y explotación**

La regulación para el gas natural en estas etapas de la cadena de suministro tiene tres componentes, el contractual, el técnico - ambiental y el de precios

#### **Marco contractual**

En cuanto al marco de contratación, hasta septiembre de 1974 la exploración y explotación de hidrocarburos se llevaba a cabo a través de contratos de concesión los cuales permitían a particulares buscar y explotar petróleo y gas natural, a cambio del pago de cánones

superficiarios y una regalía. A partir de ese año la exploración y explotación de esos recursos quedó a cargo de ECOPETROL, empresa que continuó adelantando esas actividades, bien mediante operación directa o a través contratos de asociación con empresas privadas, nacionales o extranjeras, mediante los cuales el privado incurre en los riesgos y costos de la exploración y en caso de hallazgos participa en un porcentaje de la producción (inicialmente el 40%, posteriormente flexibilizado según el tamaño de los hallazgos y hoy en día definido para garantizar una rentabilidad al socio privado). En estos contratos, adicionalmente, el 20% del hidrocarburo producido se asigna al pago de regalías y el remanente queda de propiedad de ECOPETROL. En cuanto al contrato de asociación, las condiciones para el gas natural se mantuvieron iguales a las del petróleo crudo hasta octubre de 1997, cuando se establecieron condiciones más favorables para el caso de nuevos descubrimientos de gas natural.

### **Regulación técnica y ambiental**

La regulación técnica en la fase de la producción del gas ha continuado en el Código de Petróleos y tiene que ver primordialmente con el adecuado desarrollo de las actividades de exploración, desarrollo y producción del hidrocarburo. Adicionalmente, las actividades de exploración y explotación y en general todas las actividades a lo largo de la cadena de suministro del servicio de gas natural están sometidas al marco de la regulación ambiental establecido por el Ministerio del Medio Ambiente.

### **Precios en campo de producción**

En relación con los precios del gas natural en boca de pozo, las facultades para fijarlos han estado en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y se desarrollaron a través de la desaparecida Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural (CPPGN). Hoy en día se avanza en el proceso de su desregulación.

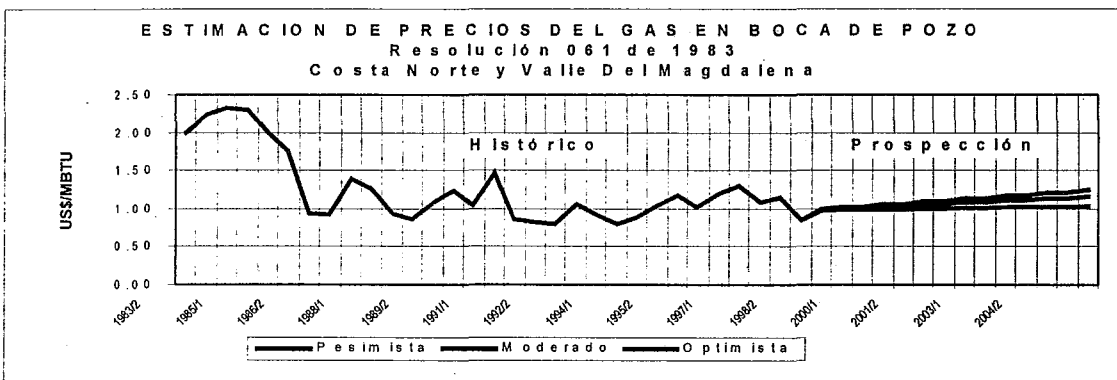
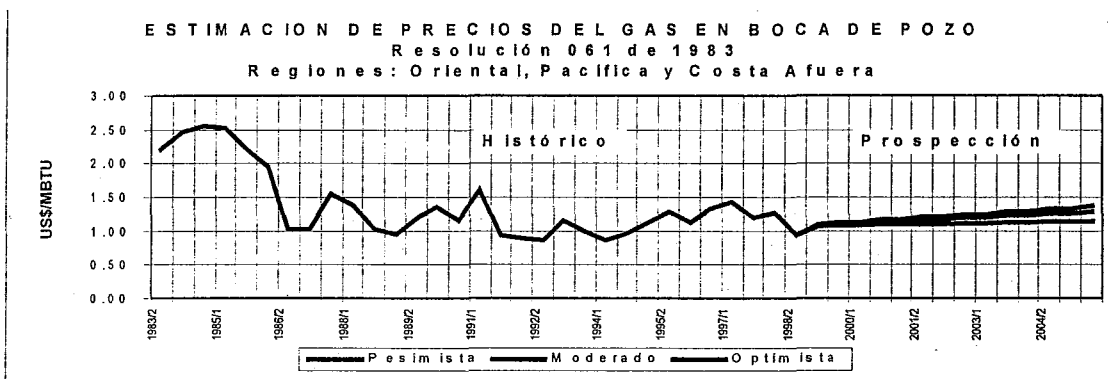
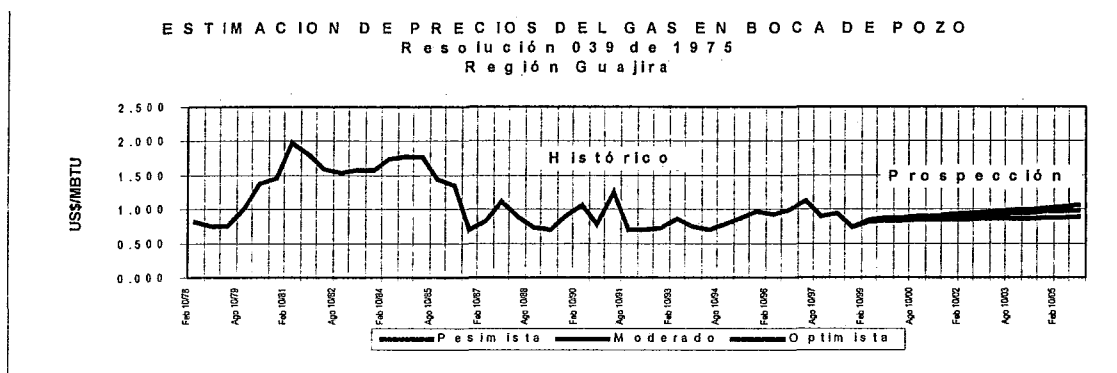
El precio del gas en campo para el yacimiento de la Guajira fue establecido mediante la Resolución 039 de julio 10 de 1975 (la cual mantuvo la misma fórmula del contrato de concesión) y los correspondientes al gas asociado y no asociado en el resto del país mediante la Resolución 061 de junio de 1983. Estos precios quedaron atados a las variaciones del precio del fuel-oil en el mercado internacional. En el Anexo 3 se detalla la fórmula de cálculo de los precios semestrales, según cada resolución y en el Gráfico 8 se resume la variación histórica y perspectivas futuras de los precios de gas en boca de pozo, de acuerdo con ambas resoluciones.

#### **6.4.2 Comercialización**

La CREG como entidad reguladora del servicio público de gas por tubería ha fijado también las condiciones de la entrada del gas natural a los gasoductos troncales, una vez definidos estos también mediante resolución de la CREG, en lo relativo a niveles máximos de precios y al proceso de desregulación de los mismos.

La Resolución CREG - 029 de Septiembre 5 de 1995, regula la comercialización del gas combustible en cabecera de gasoducto y el régimen de precios de venta del gas natural producido y comercializado en el país. Se establece para los productores la posibilidad de comercialización conjunta del gas producido en los cinco años posteriores a la fecha de expedición de la resolución, pero restringida a un solo contrato de asociación.

### GRAFICO 8 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO



Fuente: Unidad de Planeamiento Minero Energético, 1998.

La misma resolución establece la posibilidad para el productor de firmar contratos con grandes consumidores a precios negociados libremente pero sujetos a un tope máximo fijado por la misma resolución. A partir de Julio 12 de 1996 los grandes consumidores y los distribuidores, deberán tener contratos de compra de combustible.

En cuanto a los precios, la resolución establece el régimen de precios máximos en entrada de gasoducto troncal, considerando cuatro casos, a saber:

- I. Para reservas descubiertas en contratos firmados con posterioridad a la vigencia de la resolución (septiembre de 1995) y para los hallazgos de ECOPETROL posteriores al 1º de enero de 1998, bien se trate de gas libre o asociado, los precios se determinarán libremente sin sujeción a tope máximo.
- II. Para reservas descubiertas en contratos firmados con anterioridad a la vigencia de la misma resolución y para los hallazgos de ECOPETROL anteriores al 1º de enero de 1998 en el interior del país, bien se trate de gas asociado o no asociado, los precios serán libres a partir del 10 de septiembre del año 2005. Para el período de transición de 10 años, se dio la opción a los productores de continuar con la resolución de precios que se les venía aplicando a la fecha de la Resolución 029 o acogerse al esquema de precios de la CREG (precio en entrada de gasoducto). Este esquema fija un precio máximo inicial de US\$1.30 MBTU en entrada de troncal. En el mes siguiente a la entrada en vigencia de la resolución 029, los productores en esta categoría debían manifestar si se acogían al referido esquema <sup>12</sup>.
- III. Para, reservas descubiertas en contratos firmados con anterioridad a la vigencia de la misma resolución 029, pero localizados en la Costa Atlántica, continúa vigente por cinco años la resolución que se les viene aplicando. En septiembre del año 2000 tendrán tratamiento similar a los contratos del interior del país. En esta modalidad se encuentran los contratos de La Guajira y Güepajé.
- IV. Para campos con gas asociado descubiertos en contratos firmados con anterioridad a la vigencia de la Resolución 029, el precio será libre en septiembre del 2005. En el período de transición de 10 años, el precio máximo continuará siendo el de la resolución que se le viniera aplicando a la fecha de entrada en vigencia de la resolución 029 de CREG. En esta modalidad quedan incluidos yacimientos tradicionalmente productores, como Provincia y Payoa en el Medio Magdalena, así como los yacimientos de Apiay y Cusiana en los Llanos Orientales.

Adicionalmente, la CREG aclaró que en el precio de las resoluciones anteriores a la 029, el tope máximo incluía los costos de desarrollo y tratamiento en el campo pero no el costo de conexión desde éste hasta el gasoducto troncal, el cual sería un cargo adicional, pero regulado también por la CREG. Esta aclaración fue confirmada en reunión de la Comisión de diciembre 11 de 1995.

El nuevo esquema de precios establece que el precio máximo inicial en el nodo de entrada al sistema nacional de transporte será de US\$1.30/MBTU. Este precio se modificará semestralmente a partir del primero de enero de 1996 de acuerdo con la fórmula que se incluye en la misma resolución, la cual liga el ajuste periódico de este precio a las variaciones que ocurran en el precio de venta del crudo WTI en el mercado de Nueva York.

<sup>12</sup> Conviene anotar que esta modalidad engloba la casi totalidad de las reservas descubiertas por fuera de la Guajira, esencialmente en Magdalena Medio y los Llanos Orientales y la resolución de precios que se les ha venido aplicando es la 061/83. En el plazo anotado, únicamente manifestaron voluntad de acogerse al esquema de precios en entrada de Gasoducto los productores del campo Montañuelo en el Alto Magdalena, el cual cuenta con bajos niveles de reserva y producción.

### 6.4.3 Transporte

El transporte de gas por gasoductos es considerado como una actividad complementaria para la prestación del servicio domiciliario de gas y está sujeto por lo tanto al régimen regulatorio previsto en la Ley de Servicios Públicos. La regulación establece el transporte de gas como una función o actividad independiente y de libre acceso, para la cual la CREG establece las tarifas de peaje o prestación del servicio de transporte. Según la ley, solo podrán prestar este servicio las empresas de servicios públicos y las empresas comerciales e industriales del estado que tengan por objeto la actividad de transporte.

Desde el punto de vista regulatorio fue necesario definir una estructura de tarifas de transporte para el gas natural que reflejase los costos reales, por distancia, de este servicio y que, sumada a la libre negociabilidad del suministro con los productores, permita a los gestores de los nuevos proyectos industriales y termoeléctricos optimizar sus costos mediante la selección apropiada de la localización de sus instalaciones. Se considera que ello también incentiva la explotación eficiente de los campos de gas natural, favoreciendo aquellos con costos marginales más bajos o mejor localizados con referencia a los centros de consumo.

Para el mercado del Interior se seleccionó como centro de referencia a la localidad de Vasconia, en forma tal que los cargos de entrada se calculan como la suma algebraica de los cargos por tramos correspondientes a los trayectos entre los campos productores y dicho nodo, y los de salida, entre dicho nodo y los mercados.

El sistema comercial y del transporte del gas natural en el país se ha concebido para mantener todavía independientes (pero interconectados) los mercados de la Costa Atlántica y del Interior del país. Para ello se mantuvo el esquema de cargos existente en la Costa (cobro de estampilla única de US\$ 0.34/KPC) y se reguló el esquema de cargos por entrada y salida al sistema de transporte del Interior del país que se resume en el Cuadro 14.

Adicionalmente la Resolución CREG - 056 de Julio de 1997 fijó para el sistema del interior un cargo estampilla de 0.15 US\$/MBTU, que permitirá disminuir el rezago de los cargos anteriores frente a la inflación, sin causar impactos sobre los nodos más lejanos del sistema de transporte.

Como forma de acceder a los servicios de transporte, la regulación definió tres tipos de contratos: contratos firmes, contratos en pico y contratos interrumpibles. Para dar flexibilidad el transportador puede ofrecer cualquier tipo de combinación contractual no discriminatoria a los usuarios.

En la parte técnica operativa la CREG ha venido trabajando en un Reglamento Unico de Transporte (RUT), el cual se tiene en proceso de consulta y concertación antes de ser puesto en vigencia.

### 6.4.4 Distribución

En la Resolución CREG-057 de 1996 se establecen las reglas a que deben acogerse los distribuidores de gas, entendiéndose como tales a aquellos que operen redes urbanas de distribución de gas combustible.

## CUADRO 14

## CARGOS DE TRANSPORTE EN EL INTERIOR DEL PAIS

<b>CARGOS DE ENTRADA</b> (Transporte hasta Vasconia)		
<b>NODO</b>	<b>CAPACIDAD</b> (US\$/kPCD-AÑO)	<b>USO</b> (US\$/KPC)
Barranca	96	0.039
Cusiana	95	0.055
<b>CARGOS DE SALIDA</b> (Transporte desde Vasconia)		
<b>NODO</b>	<b>CAPACIDAD</b> (US\$/Kpcd-AÑO)	<b>USO</b> (US\$/KPC)
Barranca	-96	-0.039
Sebastopol	-36	-0.015
Medellín	145	0.059
Bucaramanga	47	0.019
Vasconia	0	0.000
Cali	160	0.085
Bogotá	141	0.050
Cargo por volumen:	Productores: US\$0.016/kPC Consumidores: US\$0.016/kPC	

Fuente: Resolución CREG -017 de 1995.

### Cargos por distribución (Dt)

En cumplimiento a lo establecido en dicha resolución, las empresas distribuidoras existentes presentaron a la Comisión sus respectivos estudios de costos y tarifas, para aprobación del cargo promedio máximo por distribución (Dt) correspondiente. Se ha establecido que estas empresas funcionen dentro un régimen de libertad regulada, que les permite a partir de las metodologías y las fórmulas tarifarias aprobadas por la CREG, definir las tarifas que van a aplicar a sus usuarios.

Tomando la información presentada por cada empresa se calculó el Dt, con base en la metodología del costo medio de largo plazo. De acuerdo la metodología establecida se tuvo en cuenta para el cálculo del costo de distribución: inversión en activos fijos tanto en operación como proyectados (gasoductos troncales, redes de distribución, estaciones de regulación y otros activos fijos), gastos operacionales (AOM), y una rentabilidad del 14% sobre la inversión, antes de impuestos. Se obtuvieron los valores que se incluyen en el Cuadro 15, los cuales fueron acogidos por la regulación.

Adicionalmente se regularon fórmulas tarifarias para calcular el costo medio total del servicio correspondiente a cada empresa, las cuales permiten trasladar los costos de compra y transporte del gas, los costos de distribución y comercialización y el costo de las pérdidas a los usuarios finales.

Las fórmulas tarifarias aprobadas tienen una vigencia de cinco años, a menos que antes haya acuerdo entre la empresa y la CREG para modificarla o prorrogarla, o que ocurra cualquier otro de los eventos previstos en la Ley 142 de 1994 para modificar o revocar la fórmula tarifaria.

De acuerdo con la Resolución CREG-057 de 1996, las empresas deben establecer las tarifas a sus pequeños consumidores de gas natural, calculando el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) para compras de gas natural en troncal (Gt) y el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) de transporte en troncal (Tt), sobre la base de los contratos de compra y transporte que celebren, y en la forma indicada en la misma resolución. Igual tendrán obligación de informar de los reajustes de tarifas que realice como consecuencia de la variación en los índices de precios que contiene la fórmula.

En la resolución CREG-067/95, la Comisión expidió el Código de Distribución de Gas Combustible por redes, cuyo propósito principal es el de definir los derechos y responsabilidades entre los distribuidores, comercializadores y usuarios, y los criterios de expansión, seguridad y calidad del servicio de distribución.

### **Zonas de servicio exclusivo**

La Comisión expidió la resolución 014 de mayo 18 de 1995 la cual fija los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas. Estas áreas de servicio exclusivo, corresponden a una modalidad de concesión que estableció la Ley de Servicios Públicos, que se otorga por vía licitatoria a empresas que se comprometan a tener amplio cubrimiento en estratos 1, 2 y 3 (consumidores de menores recursos).

### **Contribuciones y subsidios**

El artículo primero de la Ley 286 de 1996 establece un período de transición para que las empresas de servicios públicos alcancen los límites establecidos en la Ley 142 de 1994 en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios, partiendo de los porcentajes que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994 eran aplicados. De esta manera la Comisión realizó el cálculo y encontró que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994, el promedio nacional de contribución por encima del costo para el estrato 5 era del 60% y para el estrato 6 era del 68%.

Por consiguiente, la CREG estableció en la resolución 124 de 1996 que las empresas deberán ajustar los factores de contribución de los usuarios de los estratos 5 y 6 el 1o. de enero de los años 1997, 1998, 1999 y al 31 de diciembre del año 2001, en la forma que se resume en el Cuadro 16.

Igualmente, para alcanzar los niveles de subsidios autorizados por Ley, iguales a 50% para el estrato 1 y 40% para el estrato 2, la CREG estableció en la misma resolución un programa de desmonte de los excedentes sobre los subsidios de ley, el cual se resume en el Cuadro 17.

Es importante resaltar que los usuarios de gas combustible pertenecientes a los estratos 3 y 4, no serán sujetos de subsidio, a la vez que quedan exentos por Ley del pago de contribución. Adicionalmente, en ningún caso se otorgará subsidio a los consumos superiores al consumo básico (20 m<sup>3</sup>).

Por otro lado, la Resolución CREG – 15 de Marzo de 1997 estableció que la contribución que deben pagar los usuarios industriales y comerciales del gas natural como parte de las tarifas vigentes a la entrada en vigor de la ley 142 de 1994 es del 8.9%. La generación de electricidad

a base de gas, la industria Petroquímica y de Gas Natural Comprimido (GNC) vehicular no están sujetos a esta contribución.

**CUADRO 15**  
**CARGOS DE DISTRIBUCIÓN (Dt)**

<b>EMPRESA</b>	<b>Dt (\$/m<sup>3</sup>)<sup>(1)</sup></b>	<b>Resolución CREG</b>
Gases del Caribe	\$108.23	119/96
Gasorient	\$97.43	125/96
Surtigas	\$118.66	120/96
Gas Natural	\$117.10	079/96
Alcanos del Huila	\$125.31	109/96
Llanogas	\$113.52	108/96
Metrogas	\$97.36	101/96
Gases de B/bermeja	\$118.29	107/96
Gases de la Guajira	\$141.35	122/96
Gases del Oriente	\$118.60	110/96
Gases del Cusiana	\$144.34	011/97
Gases de Occidente	\$110.75	090/97
Gasnacer	\$165.95	078/96
Caucana de Gas	\$398.01	123/96

Fuente: Resoluciones de la CREG.

(1) Precios de 1996.



**CUADRO 16****TRANSICIÓN PARA AJUSTAR FACTORES DE CONTRIBUCIÓN**

	1997	1998	1999	2000	2001 y siguientes
Estrato 5	40%	35%	30%	25%	20%
Estrato 6	60%	50%	40%	30%	20%

Fuente: Resolución CREG – 124 de 1996.

**CUADRO 17****DESMONTE DE EXCEDENTES SOBRE SUBSIDIOS.**

	1997	1998	1999	2000
Estrato 1	15%	25%	35%	25%
Estrato 2	15%	25%	35%	25%
Estrato 3	95%	5%		

Fuente: Resolución CREG – 124 de 1996.

## ANEXO 1

### MODELO PARA LA OPTIMIZACION – SIMULACION DE SISTEMAS HIDROTERMICOS

#### Antecedentes

La evaluación del despacho económico de un sistema hidrotérmico interconectado requiere el uso de un modelo que represente la operación de las plantas de generación conforme al mercado establecido para el mismo. Para propósitos de simular el sistema Colombiano se utilizó el modelo de optimización / simulación de sistemas hidrotérmicos denominado SDDP, el cual fue desarrollado por la firma brasileña Power Systems Research Inc.

Este modelo ha demostrado ser apropiado para el análisis de sistemas hidrotérmicos complejos como es el caso de dicho sistema. El análisis del despacho de la generación termoeléctrica a gas fue realizado simulando la operación futura de las plantas que utilizan este combustible dentro del Sistema Nacional Interconectado (NIS) mediante la aplicación del modelo. La evaluación considera una representación detallada de las ocurrencias hidrológicas en las hidroeléctricas existentes y futuras, de las capacidades de almacenamiento de sus embalses y de las plantas termoeléctricas existentes y futuras (con la generación del NIS agrupada en varias plantas, cada una representando unidades con costo incremental similar instaladas en un mismo sitio de planta). En la simulación realizada se consideró también la restricción impuesta por la capacidad de suministro del gas y el uso de combustibles alternos.

El despacho futuro de las plantas es estimado en el modelo representando el orden económico de despacho bajo un esquema centralizado que optimiza la operación hidrotérmica basado en los costos variables de generación. Este procedimiento también permite el cálculo de los costos marginales de corto plazo (SRMC) como el costo variable de la planta marginal despachada.

Para las plantas térmicas se consideran los costos variables de combustible y de operación y mantenimiento. Para las plantas hidroeléctricas se considera como costos variables el costo de oportunidad del agua (estimado en términos de los costos esperados futuros de combustible y racionamiento en el sistema). El modelo estima estos costos en una fase previa de optimización, la cual se ejecuta con anterioridad a la fase de simulación.

#### Concepto general

En sistemas conformados exclusivamente por plantas hidroeléctricas filo de agua y plantas termoeléctricas, la simulación de la operación óptima del sistema y el cálculo de los SRMC es muy simple dado que no existe relación entre las decisiones operativas presentes y futuras.

Sin embargo, en sistemas con embalses las decisiones operativas son más complejas dado que la optimización de la operación debe tomar en consideración las condiciones del suministro presente y futuro.

Los modelos para resolver este problema se basan usualmente en la programación dinámica estocástica. Ellos definen la estrategia óptima del manejo del principal embalse del sistema (con el criterio de minimizar el valor presente de los costos operativos del sistema), considerando la naturaleza probabilística de los caudales futuros que alimentan el embalse. Como consecuencia resulta posible determinar el "valor del agua" almacenada en el embalse y a partir de ellos se calculan los SRMC para el sistema. El sistema Colombiano es más complejo dado que varios embalses de importancia deben ser considerados.

### **Metodología básica**

El modelo SDDP, que utiliza el concepto de optimización – simulación conocido como “programación dinámica estocástica dual”, fue desarrollado por la firma Power Systems Research Inc. cuyo presidente es el Dr. Mario Pereira.

La estrategia que utiliza para resolver el problema de optimización es como sigue:

Inicialmente se lleva a cabo un análisis secuencial, desde el futuro hacia el presente (recursión) con el objeto de definir la estrategia óptima de operación de las plantas térmicas e hidroeléctricas con base en una suposición inicial de los niveles en los embalses. Para cada etapa se resuelve el programa lineal que define la estrategia óptima para minimizar los costos operativos del sistema. Por consiguiente, para cada etapa se calculan valores de agua iniciales.

Seguidamente se lleva a cabo una simulación del despacho económico de las plantas utilizando los valores del agua previamente obtenidos con el objeto de determinar nuevos niveles para los embalses en cada etapa.

La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge hacia la determinación de las estrategias óptimas de operación del sistema en forma tal que permiten el cálculo de los SRMC para cada etapa y para cada condición hidrológica, así como también permiten establecer el despacho óptimo de las centrales.

Estos resultados se obtienen a nivel mensual y mediante la representación de la curva de carga en varios bloques.

### **Modelaje hidrológico**

El modelo realiza también un análisis de series de tiempo de los datos hidrológicos mensuales con el objeto de permitir la estimación de los parámetros principales que caracterizan la estructura espacial y temporal de los datos hidrológicos. Tales parámetros consisten en las medias mensuales y desviaciones estándar, estructura de correlación serial (que miden la tendencia de continuación de meses húmedos y de meses secos en cada sitio) y estructura de correlación espacial (que mide la tendencia de tener simultáneamente periodos secos o húmedos en estaciones vecinas).

Basado en estos parámetros se aplica un modelo de series de tiempo cuyos parámetros de población reproducen los parámetros estimados de los datos históricos. Utilizando este modelo es posible generar un gran número de ocurrencias sintéticas que tienen características estadísticas similares a los datos históricos, de manera similar como se realizan los análisis del tipo Montecarlo. Con base en ello resulta posible examinar el comportamiento del sistema del Ecuador bajo cada ocurrencia sintéticamente generada y realizar inferencias con respecto a las respuestas probabilísticas del mismo. Tales inferencias se realizan para los costos marginales de corto plazo, la generación despachada en las plantas del sistema y otras variables relacionadas con la operación.

## ANEXO 2

### PRINCIPALES NORMAS LEGALES Y RESUMEN DE SU ALCANCE

#### A. Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994).

La Ley 142 de 1994 regula las actividades de las compañías de servicios públicos domiciliarios. Define entre otras las siguientes funciones y facultades de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos de Electricidad y Gas, cuando la competencia no sea posible y en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten estos servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posiciones dominantes, y produzcan servicios de calidad. Para ello, tiene las siguientes funciones y facultades especiales :

- a. Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.
- b. Promover el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores.
- c. Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional (gas y electricidad) y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.
- d. Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esta ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.

La Ley 286 de 1996, modifica a la Ley 142 de 1994, fijando una transitoriedad para alcanzar los límites de contribuciones y subsidios establecidos en la Ley 142 de 1994, hasta el 31 de diciembre del año 2000, a la vez que establece la forma en que las contribuciones que paguen los usuarios de estratos 5 y 6, comerciales, industriales y no regulados, se distribuyen para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de estratos bajos.

#### B. Ley 80 de 1993

Este estatuto regula los contratos estatales y facilita la contratación para las empresas de servicios al permitir que se realicen transacciones entre el sector público y privado, bajo el derecho privado.

A partir de su entrada en vigencia, la actividad contractual de la totalidad de las entidades del sector público se rige íntegramente por sus estipulaciones, cualquiera que sea su naturaleza jurídica. De esta forma el nuevo estatuto contractual constituye el marco jurídico único de la

contratación pública y establece los lineamientos y reglas que han de gobernar los contratos estatales, con independencia del objeto del convenio.

### **C. Resolución Resumen**

En julio 30 de 1996, la CREG expidió la Resolución 057, que compendia todas las resoluciones de gas natural expedidas por la comisión a la fecha. Esta labor se realizó con el fin de facilitar la divulgación de la normatividad existente en la materia, y también permitió hacer algunas aclaraciones en algunos puntos no claros de las Resoluciones existentes.

### **D. Separación de actividades**

El nuevo esquema regulatorio del gas, divide al sector en diferentes niveles: Productores, Transportadores, Distribuidores y Comercializadores. La labor de la CREG se ha centrado en reglamentar las relaciones entre cada uno de estos niveles, y al interior de ellos mismos. Es así como la Resolución 057 del 30 de julio de 1996, en el Capítulo II, fija las reglas que definen la participación accionaria máxima permitida entre las diferentes empresas del sector.

De esta forma, un transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa actividades de producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de estas actividades. Se considerará interés económico cuando una empresa productora, comercializadora o distribuidora tiene acciones, cuotas o partes de interés de capital en una transportadora en un porcentaje superior al 25% del capital social. Igualmente, hay interés económico cuando una empresa transportadora tiene acciones, cuotas o partes de interés de capital en una empresa comercializadora, distribuidora o gran consumidora de gas natural, en un porcentaje superior al 25% del total del capital social.

A su vez, las empresas productoras, podrán poseer acciones de una misma empresa distribuidora sin que la participación individual por productora exceda el 20% del capital de la entidad receptora, y en total no posean más del 30% de la distribuidora.

### **E. Modalidades contractuales**

En las modalidades tarifarias y contractuales que ha establecido la CREG, cabe mencionar que se ha fijado un precio máximo del gas hasta el año 2005 (Resolución 057 del 96), pero que se permiten modalidades contractuales que flexibilizan este precio máximo, permitiendo que se calcule un precio promedio máximo ponderado, en un periodo de tiempo no superior a 3 años para producción, y de 1 año para transporte, es decir que el precio o la tarifa a pagar puede exceder en un momento dado el máximo establecido, siempre y cuando al final del periodo el promedio no sobrepase los máximos.

En cuanto al tipo de contratos, la CREG ha establecido la posibilidad de firmar contratos firmes, interrumpibles, y pico (Resolución 057 de 1996, artículo 56), siendo este último un contrato donde se pactan volúmenes firmes, pero donde existirá una curva de demanda con un pico máximo en el año.

Adicionalmente la Comisión aceptó el pago de un cargo por disponibilidad (Resolución 057 de 1996, artículo 73) como modalidad contractual, la cual no necesariamente esta ligada a un

volumen a ser transportado, sino que es una suma fija que se paga por tener derecho a un contrato interrumpible por parte del comprador.

Con respecto a los contratos firmados por los productores o por firmar con los diferentes usuarios, los precios del gas en boca de pozo son precios máximos establecidos por la Comisión, y los productores están en la libertad de negociar los precios con cada contratante como más le convenga a las partes, siempre y cuando se dé tratamiento igual a usuarios iguales. En este sentido, cabe mencionar que las condiciones uniformes con que se debe tratar a los usuarios, supone que a dos industrias del mismo sector se les debe dar el mismo tratamiento.

La Comisión ha visto que últimamente se han venido firmando una serie de contratos de suministro de largo plazo, entre ECOPETROL y los nuevos proyectos de generación eléctrica a partir de gas, lo que indica que las políticas regulatorias empiezan a verse realizadas en la práctica.

## ANEXO 3

## FORMULAS REGULATORIAS DEL PRECIO DEL GAS EN BOCA DE POZO

## Gas de la Guajira : Precio en Boca de Pozo

Resolución 039/75

$$P = \$0.80 * \frac{P_i}{\$11.9098} \quad \text{US\$/MPC}$$

donde:

P	:	Precio del gas para el semestre siguiente (dólares/ MPC)
\$0.80	:	Precio base inicial del gas (agosto 10, 1975)
P <sub>i</sub>	:	Precio fuel-oil exportado por Ecop. el semestre anterior
\$11.9098	:	Precio fuel oil exportado por Ecop. el semestre anterior a la fecha de producción inicial (febrero-agosto 1975)

## Contratos firmados 1983-1995 (Sep. 10): Precios en boca de Pozo

Resolución 061/83

- a) Precio gas no asociado :
- En la Costa Atlántica y Valle Medio del Magdalena  
\$2.00/MPC Precio inicial en 1983
  - Costa Afuera y resto del país  
\$2.20/MPC Precio inicial en 1983
- b) Precio gas asociado : 50% de los rubros anteriores

Fórmula de Ajuste:

$$P_i = P_{i-1} \frac{FO_{01}}{FO_{02}} \quad \text{US\$/MPC}$$

En donde:

P <sub>i</sub>	:	Precio del gas para un semestre i
P <sub>i-1</sub>	:	Precio del gas en semestre i-1
FO <sub>01</sub>	:	Precio de exportación fuel oil en el semestre i-1
FO <sub>02</sub>	:	Precio de exportación fuel oil en el semestre i-2