

LA CADENA  
DEL **GAS**  
NATURAL ASPECTOS FÍSICOS  
EN COLOMBIA

ACTUALIZACION 99

**UPME**

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA

SANTAFÉ DE BOGOTÁ D.C. MAYO DE 1999

9861  
ade



LA CADENA  
DEL **GAS**  
NATURAL ASPECTOS FÍSICOS  
EN COLOMBIA

ACTUALIZACION 99



**ISBN No. 958-95637-8-3**

**1999**

©

**Directora UPME:**

Angela Cadena Monroy

**Coordinador de Hidrocarburos:**

Camilo Torres Trujillo

**Participación Revisión:**

Dagoberto Ortíz García

Luis Carlos Romero Romero

Enrique Garzón

333.809.861  
C718ade  
FJ  $\Delta$

# Contenido

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	5
<b>ENTORNO INTERNACIONAL</b> .....	6
<b>ENTORNO NACIONAL</b> .....	11
Principales Características de la Economía Colombiana .....	11
Matriz de Consumo Energético Actual .....	13
<b>GENERALIDADES</b> .....	16
<b>Cuencas</b> .....	16
Cuenca de la Guajira .....	16
Cuenca del Valle Interior del Magdalena .....	17
Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	17
Cuenca del Valle Superior del Magdalena .....	17
Cuenca de Los Llanos Orientales .....	18
Cuenca del Putumayo .....	18
<b>Exploración y Reservas</b> .....	18
Reservas no probadas .....	20
Distribución de las reservas de gas natural .....	20
Contratos de exploración .....	22
<b>Precios Boca de Pozo</b> .....	23
Determinación del precio .....	23
Tendencias .....	25
<b>EXPLOTACIÓN Y TRATAMIENTO</b> .....	27
<b>Producción</b> .....	27
Tipo de yacimientos .....	27
Producción y suministro en cifras .....	28
Capacidad de producción .....	32
Distribución de la producción .....	32
Escenarios de producción .....	32
Relación reservas - producción .....	35
<b>Tratamiento</b> .....	35
Composición del gas .....	36
Procesos de tratamiento .....	37
Análisis de una alternativa de tratamiento para incrementar la producción de gas .....	38



<b>TRANSPORTE</b> .....	41
Tarifas de Transporte .....	43
Ecogas .....	46
<b>DISTRIBUCIÓN</b> .....	48
Desarrollo del Programa .....	48
Cobertura .....	51
Instalaciones .....	51
Comportamiento del Consumo .....	52
Demanda Proyectada .....	54
Costos para Principales Puntos de Suministro .....	57
Tarifas de Gas Natural .....	57
<b>LA REGULACIÓN EN GAS</b> .....	60

# Introducción

La crisis eléctrica que sufrió el país durante 1992 puso en evidencia una vez más la necesidad de tener una oferta diversificada de energía y la racionalidad en desarrollar e impulsar energéticos de menor costo, como el gas natural. El patrón de consumo doméstico de energéticos en el país está inusualmente concentrado en la electricidad cuando se compara con otros países. La masificación del consumo de gas, que se ha dado desde que se fijó la política en ese sentido desde 1993 (fecha en que se expidió el documento CONPES), le ha brindado a los colombianos diferentes alternativas de combustible residencial, comercial e industrial. Además, ha traído ventajas económicas para el país ya que este combustible es más eficiente para ciertos usos, como son: la cocción y el calentamiento de agua.

Por otro lado, la utilización del gas natural se está impulsando a nivel mundial. Se tienen tecnologías para utilizar el gas eficientemente en la generación de energía eléctrica a gran escala. El gas natural es un combustible que presenta beneficios ambientales, ya que tiene menos emisiones nocivas que otros combustibles fósiles. Así mismo, se ha fortalecido la búsqueda de nuevos usos para el gas natural, especialmente en el transporte.

Para la planificación del subsector gas natural, en el marco del análisis de planificación energética integrada, se requiere del estudio simultáneo de una gran cantidad de factores presentes en el desarrollo de dicha industria, los cuales podrían dar una idea de la diversidad de circunstancias que permitan una evolución exitosa del sector gas.

En este libro se hace una presentación de los aspectos más importantes de la *cadena del gas natural*, considerando cada uno de los eslabones que van desde la producción, transporte, distribución y consumo final.

La Unidad de Planeación Minero-Energética, **UPME**, espera contribuir con esta publicación a dar información que sirva a los diferentes agentes, públicos y privados, para que puedan afrontar con eficiencia, el programa de masificación, pilar fundamental de la política energética del gobierno.

# Entorno Internacional

El gas natural es un energético altamente deseable, por ser un combustible relativamente limpio, con menos contaminación que otros combustibles fósiles. Sin embargo, ha sido el combustible con las proyecciones más inexactas, con el error promedio más alto en: consumo, producción y precios de los pronósticos, de los otros combustibles.

En primera instancia, veamos como se encuentra el gas natural comparándolo con otros combustibles. En la Figura 1, se presenta en forma indicativa la evolución de las preferencias mundiales en el uso de las diferentes fuentes primarias de energía, mostrando que a medida que avanza el desarrollo tecnológico mundial es posible acceder a nuevas fuentes de energía. Pasado el auge de la leña, nos encontramos en un período en el cual está culminando la transición del consumo de carbón hacia el petróleo e iniciando la utilización masiva del gas. Hacia el futuro se sugiere un crecimiento de la energía nuclear y de las tecnologías del siglo XXI para el aprovechamiento de la energía solar y del hidrógeno como fuente energética.

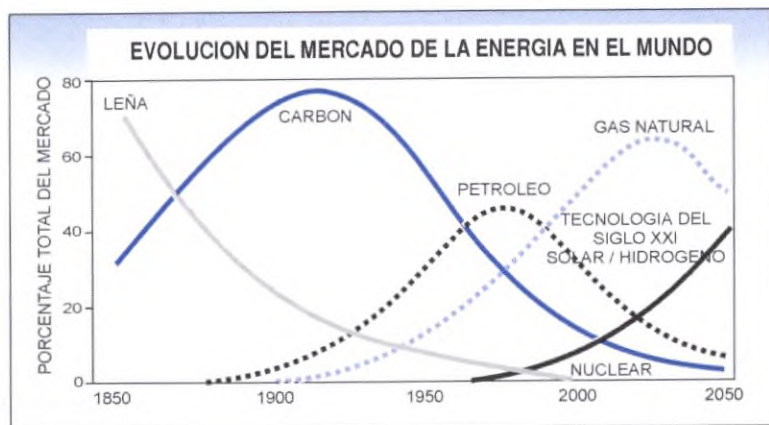


Figura 1.

Si se analiza el aporte de los distintos combustibles, se aprecia que, para el período comprendido entre los años 1995 y 2020, se espera un crecimiento en la demanda de petróleo a una tasa promedio del 2% anual, lo que implica un incremento de más de 45 millones de barriles por día. Aún con este crecimiento de la demanda de petróleo, su participación en el uso total de energía declina, en el período de proyección, cayendo del 39% en 1995 al 37% en el 2020, como consecuencia de la creciente competencia del gas natural en todos los usos finales con excepción del transporte (Figura 2). En los países industrializados, el uso del petróleo aumentará a razón de 1.1% por año, principalmente en el sector transporte. En los países en desarrollo se proyecta en promedio un crecimiento del 3.5% por año para todos los usos finales.

A nivel mundial, la demanda de gas natural crece más rápido, 3.2% por año, que la de cualquier otra fuente de energía primaria, comparada con alrededor del 2% por año para el petróleo y el carbón.

Desde el punto de vista energético, el consumo mundial de gas sobrepasará el consumo de carbón en el año 2005. Para el 2020, la demanda de gas natural será 11% más alta que la demanda de carbón (Figura 2). Gran parte del incremento en el uso del gas natural será para generación de electricidad, particularmente en los países industrializados, en los cuales el gas natural puede reemplazar a otros combustibles fósiles.

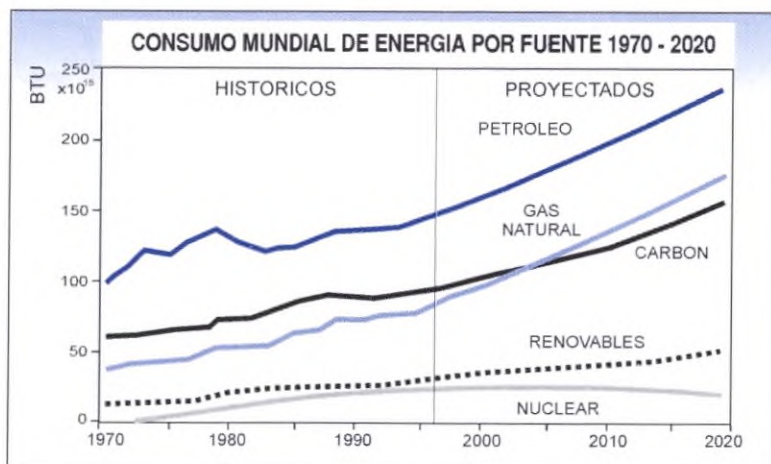


Figura 2.  
Fuente: Energy Information Administration (EIA).



En cuanto a las reservas mundiales probadas<sup>1</sup>, para el gas natural se han estimado estas en 5086 trillones de pies cúbicos a enero de 1998, 141 trillones de pies cúbicos más que las estimadas para 1997. La totalidad del incremento en las reservas se atribuye a los países en desarrollo. Las reservas en las regiones industrializadas virtualmente no cambian (Figura 3).

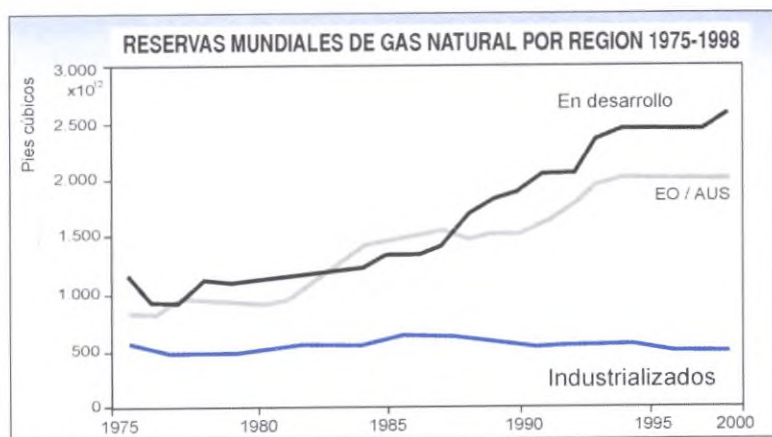


Figura 3.  
Fuente: "Worldwide Oil and Gas at a Glance"

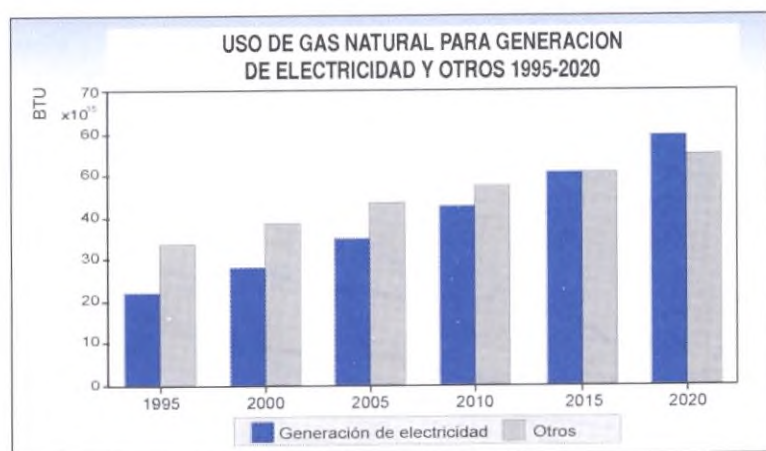


Figura 4.  
Fuente: Energy Information Administration (EIA)

Para el 2020, se proyecta que el consumo mundial de gas natural sea de 172 trillones de pies cúbicos, más del doble del consumo

<sup>1</sup> Oil and Gas Journal

de 1995. La mayor parte del crecimiento mundial del consumo de gas natural estará justificado por el incremento en la generación de electricidad. Sin embargo, la disponibilidad, el costo y las consideraciones ambientales pueden contribuir a un aumento en su uso en los sectores industrial, residencial y comercial.

### Perspectivas para Latinoamérica

La actividad en Centro y Suramérica continuará desarrollando la infraestructura necesaria para llevar el gas natural a los consumidores industriales y a los generadores de electricidad. En toda la región, el consumo de gas crecerá anualmente 6% en el período de análisis.

En Brasil el uso del gas se espera que aumente alrededor de 14% por año. Los países de Centro y Suramérica están diversificando las fuentes de combustibles para la generación de potencia.

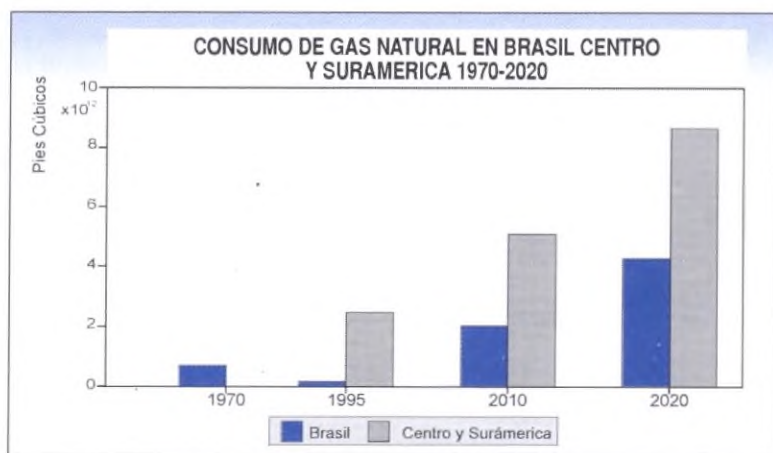


Figura 5.  
Fuente: Energy Information Administration (EIA)

Argentina está tratando de consolidarse como un exportador de gas natural hacia Chile y Brasil. Como parte de este esfuerzo, comenzó a operar el gasoducto GASANDES en Agosto de 1997, el primer gasoducto entre Argentina y Chile que transportará inicialmente 350 millones de pies cúbicos por día desde La Mora en Mendoza, Argentina, hasta Santiago de Chile.

Aunque hay una gran actividad para desarrollar infraestructura de gas entre Chile y Argentina, los prospectos para exportar



hacia Brasil son aún mayores. El proyecto más importante para Brasil es el gasoducto entre Santa Cruz en Bolivia hasta Porto Alegre en Brasil. También hay planes para exportar gas del norte de Argentina hacia los consumidores industriales del sur de Brasil.

En el norte de Brasil continúa la construcción del gasoducto Guamaré-Pecem, desde los campos de gas en Rio Grande do Norte hasta el área industrial de Ceara.



# Entorno Nacional

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

## PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA

La economía colombiana se destaca por su solidez, su estabilidad y el manejo ortodoxo y prudente de la política económica. Estos factores le han permitido un crecimiento con tasas positivas en los últimos años.

CARACTERÍSTICAS ECONOMÍA COLOMBIANA						
Indicador económico	1994	1995	1996	1997	1998	1999 <sup>2</sup>
Crecimiento del PIB %	5.8	5.7	2.0	3.1	0.2	1.6
Inflación %	22.6	19.5	21.6	17.7	16.7	15.0
Tasa de desempleo %	7.9	9.5	11.3	12.0	15.7	
Déficit fiscal % del PIB	1.6	2.2	3.8	4.1	5.5 <sup>3</sup>	3.6 <sup>3</sup>
Crecimiento de las exportaciones	17.8	16.8	4.2	9.9	-5.6	8.1
Crecimiento de las importaciones	21.9	16.6	-1.0	12.6	-4.0	-4.8
Déficit de cuenta corriente como % del PIB	4.5	5.4	5.7	5.9	6.7	5.9
Tasa de cambio, peso/US\$	831	988	1005	1294	1542	1711 <sup>4</sup>
Reservas internacionales, en miles de millones de US\$	8.1	8.5	9.9	9.9	8.6	8.7

Fuentes: DNP-UMACRO, Banco de la República DANE, Documento CONPES 3020, Min. Hacienda.

La industria del petróleo en Colombia ha tenido un desarrollo importante. Colombia es el cuarto país en reservas de petróleo en América Latina, después de Venezuela; México y Brasil, con 2600 millones de barriles y el cuarto país productor con 754000 Bpd.

<sup>2</sup> Proyectado.

<sup>3</sup> Banco de la República.

<sup>4</sup> Tasa nominal para 1998.

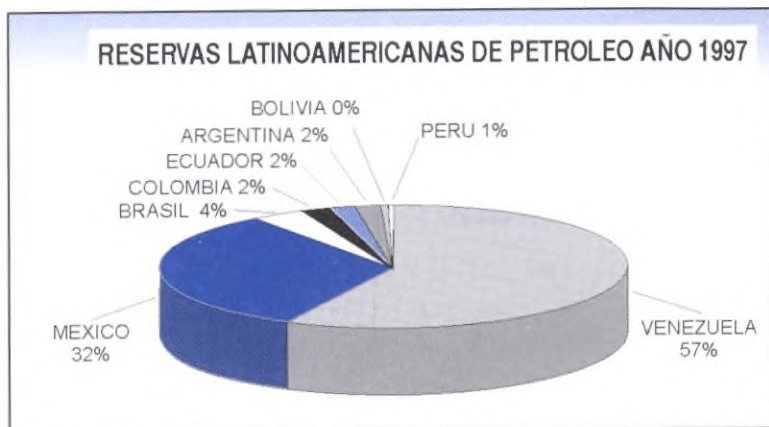


Figura 1.  
Fuente: Ecopetrol

El objetivo básico de la política exploratoria es incrementar el número de pozos e inversiones a estudiar en todas las cuencas sedimentarias del país. La meta de Colombia es aumentar la producción a 1 millón de barriles por día para el año 2000, a un costo estimado de \$4 mil millones de pesos (principalmente de inversionistas privados). Las proyecciones establecen que el país volverá a ser un importador neto para el año 2005, si no se hacen descubrimientos adicionales. Colombia debe estimular la inversión en exploración y desarrollo para mantener las exportaciones de petróleo, que equivalen aproximadamente al 25% del total de las exportaciones del país.

El país produce gas natural estrictamente para su mercado doméstico y piensa aumentar la producción para satisfacer la demanda creciente dentro del programa de masificación de gas. Este programa tiene como meta proporcionar gas natural a cerca de 9 millones de personas para el año 2000 (17.5 millones para el 2005).

La oferta de energía en el país no ha obedecido a parámetros de eficiencia económica, debido a la incoherencia en la estructura de precios, restricción en la oferta energética, numerosos problemas institucionales y la carencia de recursos financieros. A lo largo de los últimos 20 años la ampliación de la oferta eléctrica no se acompañó con un adecuado incremento en la oferta de gas natural libre<sup>5</sup> y gas propano -GLP<sup>6</sup>, a pesar de sus grandes ventajas. A

<sup>5</sup> El gas natural es una mezcla de hidrocarburos, cuyo compuesto principal es el metano. Su transporte se efectúa normalmente en estado gaseoso por ductos, debido a las altas presiones requeridas para su licuefacción. En los pozos productores se encuentra en estado libre o asociado con el petróleo.

<sup>6</sup> El gas propano o GLP (gas licuado del petróleo) es una mezcla de hidrocarburos livianos con una alta proporción de propano. Su transporte y almacenamiento se efectúa normalmente en estado líquido. En general, este gas es un subproducto del proceso de refinación del petróleo o del tratamiento del gas natural.

## La Cadena del Gas Natural

finales de los ochenta, el gas representaba sólo el 8.5% del consumo final de energía en los hogares y un 17.6% del consumo industrial, mientras que en otros países el consumo residencial e industrial es abastecido en un 50% y 30% por gas, respectivamente.

Colombia tiene una estructura de consumo de energía que es atípica con respecto al patrón existente en otros países. En el sector residencial subsiste una alta participación de energía eléctrica para los usos de cocción, en tanto que energéticos más económicos y mucho más eficientes, como el propano o el gas natural sólo representan una pequeña porción.

### MATRIZ DE CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL

UPME. BALANCE CONSOLIDADO 1997						
Teracalorías						
Sector Energético	Industrial <sup>7</sup>	Transporte	Residencial	Comercial y público	Otros	Total
Carbón <sup>8</sup>	18548.0	6.5	1365.0	0.0	0.0	19919.5
Gas natural	10103.2	495.6	3446.9	608.3	105.3	14759.3
Gl	803.9	0.0	6137.8	579.3	2.6	7523.6
Eléctrico	9705.5	37.0	12666.9	5843.9	2220.8	30474.1
Petróleo	8884.4	0.0	0.0	75.9	165.9	9126.2
Derivados <sup>9</sup>	7264.5	83353.2	1353.5	3504.0	5664.8	101140.0
Leña y bagazo <sup>10</sup>	15425.2	0.0	18823.5	0.0	10914.8	45163.5
Recuperados	1890.3	0.0	0.0	0.0	1067.7	2958.0
Total	72625.0	83892.3	43793.6	10611.4	20141.9	231064.2

UPME. BALANCE CONSOLIDADO 1997.						
Participación del consumo en cada sector en porcentaje.						
Sector Energético	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial y público	Otros	
Carbón	25.5	0.0	3.1	0.0	0.0	
Gas natural	13.9	0.6	7.9	5.7	0.5	
Gl	1.1	0.0	14.0	5.5	0.0	
Eléctrico	13.4	0.0	28.9	55.1	11.0	
Petróleo	12.2	0.0	0.0	0.7	0.8	
Derivados	10.0	99.4	3.1	33.0	28.1	
Leña y bagazo	21.2	0.0	43.0	0.0	54.2	
Recuperados	2.6	0.0	0.0	0.0	5.3	
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

<sup>7</sup> Se incluye gas industrial y recuperados

<sup>8</sup> Carbón mineral y coque

<sup>9</sup> Gasolina motor, Diesel, Fuel Oil y Kerosene

<sup>10</sup> Incluye carbón de leña

UPME. BALANCE CONSOLIDADO 1997.						
Participación del consumo en el total nacional en porcentaje.						
Sector Energético	COMO PORCENTAJE DEL TOTAL NACIONAL				Otros	Total
	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial y público		
Carbón	8.0	0.0	0.6	0.0	0.0	8.6
Gas natural	4.4	0.2	1.5	0.3	0.0	6.4
Gl	0.3	0.0	2.7	0.3	0.0	3.3
Eléctrico	4.2	0.0	5.5	2.5	1.0	13.2
Petróleo	3.8	0.0	0.0	0.0	0.1	3.9
Derivados	3.1	36.1	0.6	1.5	2.5	43.8
Leña y bagazo	6.7	0.0	8.1	0.0	4.7	19.5
Recuperados	0.8	0.0	0.0	0.0	0.5	1.3
Total	31.4	36.3	19.0	4.6	8.7	100.0

En el total nacional la mayor participación la tiene el consumo de los derivados del petróleo, seguido por la leña y la electricidad.

La matriz de consumo de energía muestra que cerca del (48%) del consumo energético de la industria lo componen el petróleo, los derivados del petróleo y el carbón. De otra parte, el 43% del consumo energético residencial se abastece con leña. El bajo rendimiento de la leña, como energético, exige un consumo de recursos energéticos 5 veces mayor al requerido con el gas, acarreando un impacto ambiental negativo, pues el consumo energético de la leña supone la tala de 76.400 hectáreas de bosque por año.

Adicionalmente se aprecia el alto potencial de penetración del gas natural en el sector transporte, en el cual participa sólo con un 0,6%.

Por lo anterior y dentro del proceso de búsqueda de eficiencia, competencia y apertura económica, es necesario promover el consumo masivo de gas propano y natural. El programa de masificación del consumo de gas permitirá inducir el ahorro energético en términos de costos y cantidades; garantizar una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada; e incrementar la competitividad estimulando la inversión privada. El objetivo a largo plazo es obtener una distribución del consumo final que se refleje en una matriz energética más equilibrada.

En síntesis, en el año 2005 se deberá multiplicar por cuatro el consumo residencial de gas; reducir el uso de leña, costosa para el medio ambiente; localizar el uso de la energía eléctrica en el sector industrial y disminuir la tasa de crecimiento del consumo de derivados del petróleo. Así, con las mejoras en la eficiencia se podrá

atender una demanda total que aumentará en más del 80%, con un incremento inferior al 35% en el volumen de energéticos. En particular, en los hogares se mejorará la eficiencia en más del 70%.

La estrategia para incrementar aceleradamente el consumo de gas en el país y obtener los beneficios derivados de su utilización durante la presente década tiene los siguientes componentes:

- a) Masificar el consumo de gas.
- b) Incentivar la participación privada en la producción y comercialización de energía.
- c) Acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios.
- d) Optimizar la utilización de las reservas de gas natural.

Las reservas de Cusiana, en el futuro, servirán para garantizar el servicio en el interior del país y apoyar el suministro de gas natural en la Costa Atlántica. Con los resultados de las evaluaciones preliminares se puede afirmar que las reservas de gas son importantes y que ellas podrán abastecer a principios del próximo siglo los requerimientos del programa. El gas de Cusiana se reinyecta en su mayor parte para maximizar la recuperación de líquidos, pero en el futuro se podrían liberar grandes cantidades de gas.

De otra parte, la oferta de gas natural en el país se podría apoyar con futuras importaciones de Venezuela, para lo cual sería necesario disponer de un sistema de transporte adecuado entre los dos países. Ya existe un estudio de factibilidad preliminar para la interconexión con Venezuela. La posibilidad de complementar la producción nacional con las importaciones, dependerá en buena medida de la conveniencia de los precios que pueda ofrecer el mercado venezolano.





# Generalidades

El término gas natural se atribuye al gas proveniente del subsuelo, cuya composición varía ampliamente de campo a campo y se puede extraer solo o acompañado con el petróleo. El gas natural básicamente está constituido por metano con una pequeña porción de hidrocarburos pesados, así como de nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, agua y otros materiales.

En el yacimiento, los hidrocarburos pueden encontrarse en una o en dos fases. En el primer caso o cuando su estado es monofásico, el gas pudiera encontrarse en forma líquida, disuelto totalmente en el petróleo, denominándose yacimiento de petróleo con gas asociado. Si el fluido del yacimiento es totalmente gaseoso se conoce como yacimiento de gas libre. En el segundo caso, cuando la acumulación de hidrocarburos se presenta en dos fases, como líquido y gas, se le designa como yacimiento con capa de gas, pero si el estado gaseoso contiene hidrocarburos vaporizables en superficie, se tiene un yacimiento de condensado de gas.

## CUENCAS

Las acumulaciones de gas natural existentes en el país se han encontrado en las siguientes cuencas sedimentarias: La Guajira, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Putumayo y la Cuenca de los Llanos Orientales.

### Cuenca de la Guajira

Esta es una cuenca de margen continental, está localizada en la región septentrional del país, con un área de 31.000 Km<sup>2</sup> y un espesor de sedimentos de 30.000 pies. En 1973, la compañía Texas Petroleum Company, en el contrato de asociación Guajira, descubrió los campos gasíferos de Chuchupa, Ballena y Riohacha.

A diciembre de 1998, el estimado de la producción acumulada era de 1985.7 GPC, proveniente de las formaciones Riohacha y Hoyón.

### Cuenca del Valle Inferior del Magdalena

Cuenca ubicada en la zona norte del país sobre la Costa Atlántica, alcanza un área de 60,000 Kms<sup>2</sup> con abundantes manifestaciones de gas y petróleo en superficie. La actividad exploratoria de esta cuenca se inicia en 1907 con la perforación del pozo Carmen-1 y se continuó con un programa exploratorio perforando pozos de poca profundidad cuya producción al poco tiempo se agotaba. Posteriormente, se descubrieron: El Dificil, Cicuco, Chinú, Jobo-Tablon y recientemente el campo Guepajé.

A diciembre de 1998, el estimado de la producción acumulada era de 672.3GPC.

### Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La cuenca del Valle Medio alcanza una extensión de 28.850 Kms<sup>2</sup>, fue la primera del país en producir petróleo y gas, con abundantes indicaciones de la existencia de hidrocarburos, que se remontan a la época de la conquista. El primer pozo Infantas-1, perforado en 1916, fue productor comercial siguiendo el descubrimiento del campo la Cira y posteriormente los campos Colorado, Galán, San Silvestre, Lisama y Llanito. También, se encuentran Casabe, Cristalina, Yariguí, Buturáma, Totumal, Provincia y en los últimos años los campos de Tesoro, Peroles y Gala.

A diciembre de 1998, el estimado de la producción acumulada era de 2,434.8 GPC, proveniente de las formaciones La Paz, Esmeralda, Lisama y Mugrosa..

### Cuenca del Valle Superior del Magdalena

Cuenca ubicada cerca al nacimiento del río Magdalena, tiene una extensión de aproximadamente 12,350 Kms<sup>2</sup>, ha tenido frecuentemente manifestaciones de petróleo superficial. La actividad exploratoria se remonta a la década de 1920, aún cuando el primer descubrimiento comercial fue en 1951, momento en el que se encontraron los campos de Ortega-Tetuán. Posteriormente, en el período 1960-70, son descubiertos los campos de Dina, La Cañada y Palo Grande, Tello, Cebú, Brisas y recientemente se descubrieron los campos de Hato Nuevo y San Francisco.

A diciembre de 1998, el estimado de la producción acumulada era de 114.8 GPC, proveniente de las formaciones Doima, Chicoral, Caballos, Tetuán y Monserrate.



### Cuenca de los Llanos Orientales

La cuenca Oriental de Colombia, frecuentemente llamada cuenca de los Llanos Orientales, cubriendo un área total de 223.600 km<sup>2</sup> está situada al este del país, entre la cordillera oriental y el escudo de Guyana al norte de la sierra de la Macarena.

Las manifestaciones de hidrocarburos se han presentado particularmente en la zona del Piedemonte. El primer pozo, el San Martín-1, fue perforado en 1944 y desde entonces más de 150 pozos exploratorios han sido perforados conduciendo a hallazgos de algo más de 27 campos productores.

A diciembre de 1998, el estimado de la producción acumulada era de 1078.3 GPC, proveniente de las formaciones Gachetá, Barco, Guadalupe y Mirador principalmente.

Por las características particulares que tienen los yacimientos de Cusiana y Cupiagua, el gas natural se produce en forma asociada con el petróleo, por lo cual aproximadamente el 70% del gas natural se reinyecta a los yacimientos como instrumento para mayor recuperación del petróleo y solo estará disponible para su comercialización entre el 2000 y el 2005.

### Cuenca del Putumayo

La cuenca del Putumayo está localizada en el sur del país, entre las cuencas del valle superior del Magdalena y la Amazónica, con una extensión de 48,000 Kms<sup>2</sup>. Numerosas son las manifestaciones de petróleo y asfalto en esta cuenca, a las cuales estuvieron ligadas los primeros pozos exploratorios entre 1948-1949. El primer campo productor descubierto fue el de Orito en 1963, al cual le siguieron otros campos llegando a un total de 20.

A diciembre de 1998, el estimado de la producción acumulada era de 355.9 GPC, proveniente de las formaciones Caballos, Villeta y Pepino. Infortunadamente, este gas tiene alto contenido de CO<sub>2</sub>, razón por la cual no se utiliza en su mayoría dando lugar a que las reservas probables no sean tenidas en cuenta para estas estadísticas.

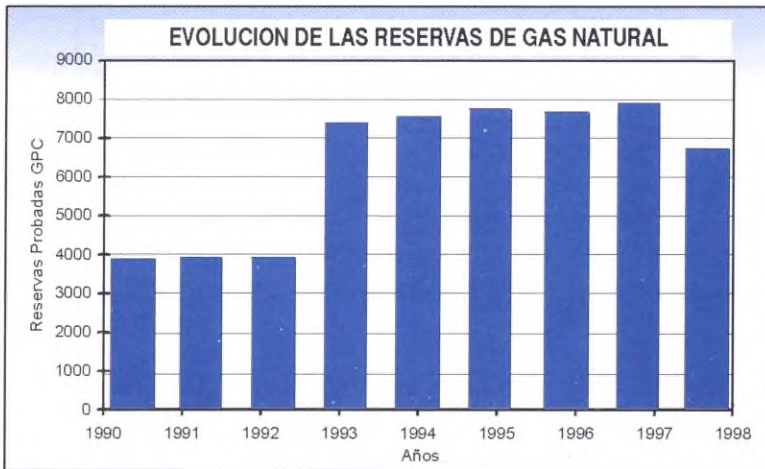
## EXPLORACION Y RESERVAS

Colombia, con algo más de 60 años de producción de hidrocarburos, inició en 1970 una agresiva campaña de exploración a través de su compañía estatal directamente o en asocio con

inversionistas privados, por medio del contrato de asociación y gracias a este mecanismo se han encontrado buena parte de las reservas de gas natural con que hoy cuenta el país.

La exploración es la primera actividad de la cadena del gas natural, desarrollada simultáneamente tanto para el gas como para el petróleo, sin permitirse predecir que tipo de fluido se encontrará en el yacimiento en un momento dado, es ejecutada por empresas petroleras, razón por la cual la estructura institucional, pública-privada, del subsector gas es similar a la existente en el petrolero, diferenciándose fundamentalmente en la parte de transporte y comercialización.

Por su semejanza, gas y petróleo, son competencia, especialmente en lo que se refiere a su uso como combustible en diversos sectores. Se considera que el gas es una de las principales y más inmediatas alternativas disponibles ante el eventual agotamiento del petróleo.



Fuente: Minminas, ECP.

Las reservas de gas natural en el país, oscilaron entre 4,799.3 GPC en 1978 a 3,888.2 GPC en 1991. El descubrimiento de Cusiana-Cupiagua, así como las perspectivas de los campos productores del Contrato de Asociación Piedemonte (Volcanera y Floreña), dieron un panorama más optimista, como se puede apreciar en la gráfica para el periodo 1990-1998.

Sin embargo, en la actualidad se está revaluando las reservas debido principalmente a lo acontecido en el caso de Opón, para el cual las reservas probadas se estimaron en 700 GPC y las probables entre 1100 y 1400 GPC, pero nuevos estudios, en la etapa de desarrollo del yacimiento, encontraron que las probables están entre 45 y 90 GPC.

Tras estas revaluaciones, se considera que las reservas probadas totales para el país a 31 de diciembre de 1998 son de 6747 GPC.

Es importante aclarar que no se contemplan las reservas de gas natural de los campos de Orito, que ascienden a 69 GPC, por no ser comercializables debido a su alto contenido de CO<sub>2</sub>.

### Reservas no probadas

En cuanto a las reservas no probadas Ecopetrol considera que solo se puede esperar un aporte importante de la Guajira y Casanare, en un monto entre 1530 y 2230 GPC, de la siguiente forma:

- Expectativas sobre la Guajira entre 0 y 700 GPC, dependiendo este valor del contacto del agua con el gas.
- Las expectativas en Cupiagua son importantes llegando al orden de 1200 GPC, esta debido a que el campo está en explotación hace muy poco tiempo y restan acumulaciones adicionales aún por explorar.
- En Piedemonte se espera una contribución al incremento en las reservas correspondientes a desarrollos aún en exploración del orden de 330 GPC.

### Distribución de las reservas de gas natural

Teniendo en cuenta que inicialmente las mayores reservas de gas natural se encontraban en la Costa Norte, se incentivó su uso desde hace ya más de 15 años, para sustituir fuel oil exportable que se consumía en el sector termoeléctrico, sustituir combustibles en el sector industrial y también el sector residencial. En tanto que en el interior del país se está implementando su aplicación en forma masiva desde 1997, básicamente para la sustitución de energía eléctrica en la cocción de alimentos y calentamiento de agua.

Con el descubrimiento de los campos de gas natural en la Guajira las reservas de la Costa Atlántica representaban un porcentaje

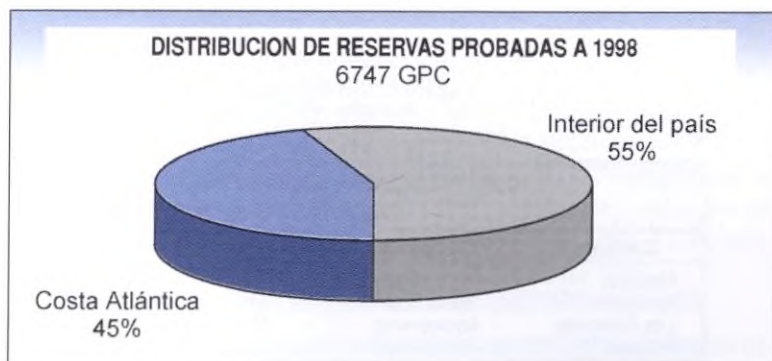
bastante superior al de las reservas en el interior del país, posición que se ha venido perdiendo dados los hallazgos de los últimos años en el Piedemonte Llanero (Cusiana, Cupiagua y Volcanera). Esta condición pudo originarse posiblemente por la falta de continuidad en el esfuerzo exploratorio en ese territorio.

Para 1998 la distribución de las reservas probadas muestra que los campos de la Guajira y los de Cusiana y Cupiagua representan cerca del 88% de las reservas totales del país, como se puede apreciar en la siguiente tabla:

DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS a diciembre de 1998		
CAMPOS	RESERVAS PROBADAS	
	GPC	%
Guajira	2.975	44.0
Guepajé	49	0.7
<b>Subtotal Costa Atlántica</b>	<b>3024</b>	<b>44.7</b>
Opón	45 - 90	0.7-1.4
Otros Interior del País	313	4.6
Cusiana-Cupiagua	2984	44.2
Piedemonte	380	5.6
<b>Subtotal Interior del País</b>	<b>3723</b>	<b>55.2</b>
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>6747</b>	<b>100</b>

Fuente: ECP

También se puede apreciar que regionalizando las reservas en Costa Atlántica e Interior se encuentra que estas serían de 45 y 55% respectivamente.



En cuanto a la distribución de las reservas de gas natural, para los principales pozos, de acuerdo con el propietario del derecho de explotación, fecha efectiva del contrato y otros, es de anotar que son pocos los contratos de asociación que producen gas natural en forma comercial.

DISTRIBUCIÓN DE LA PROPIEDAD DEL DERECHO A EXPLOTACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL PARA LOS PRINCIPALES CAMPOS A 1998 <sup>11</sup>					
Contrato Fecha	Campos	Reservas Probadas GPC	Propietarios	Porcentaje y Reservas - GPC	
Guajira A Mayo 9/75	Chuchupa Ballena Riohacha	2975	Nación	20	595
			Ecopetrol	40	1190
			Texas	40	1190
Magangué Enero 1/90	Guepajé	49	Nación	20	9.8
			Ecopetrol	56	27.44
			Braspetro	24	11.76
Opón Julio 16/87	Opón	45-90	Nación	20	9
			Ecopetrol	40	18
			Amoco	24	10.8
			Hondo	12.35	5.55
			Opón	3.64	1.65
Santi. Atalayas y Tauramena Julio 11/82 Julio 4/88	Cupiagua Cusiana	2984	Nación	20	596.8
			Ecopetrol	40	1193.6
	BP		15.2	453.57	
	Total		15.2	453.57	
	Buenos Aires		Tritón	9.6	286.46

Fuente: MME:

De acuerdo con la tabla anterior, la Nación<sup>12</sup> y Ecopetrol poseen la mayoría de los derechos a explotación de las reservas de gas natural de estos campos, sumando un total de 1210.6 GPC y 2429.1 GPC, respectivamente.

## Contratos de exploración

Durante 1998 se suscribieron nuevos contratos de asociación con Ecopetrol para exploración de gas, relación que se muestra a continuación:

CONTRATOS DE ASOCIACIÓN PARA EXPLORACIÓN SUSCRITOS DURANTE 1998			
Contrato	Compañía	Fecha	Cuenca
Macuira	Texas-Shell	Abril	Guajira
Nazareth	Texas-Shell	Abril	Guajira
Los Galeones	Amoco-Arco	Mayo	Valle inf. del Mag.
Fragata	Amoco-Arco	Mayo	Valle inf. del Mag.

Fuente: ECP.

<sup>11</sup> Se incluyen solamente los principales contratos.

<sup>12</sup> Se considera Nación a todos los entes territoriales en los cuales se distribuye el beneficio de las regalías.

## PRECIOS BOCA POZO

La situación que se observa en la propiedad de las reservas está demostrando que suponer competencia en los precios de boca de pozo es casi una utopía, debido a la posición claramente dominante de uno de los agentes del mercado del gas natural en la etapa de producción. Lo anterior lleva a pensar que para poder tener un mercado con mayor número de actores y por ende sea factible la competencia entre productores, es necesario utilizar esquemas donde los grandes consumidores accedan a las reservas probadas de gas natural.

El gas natural, en las actuales condiciones de reservas y restricciones de transporte, no es transable internacionalmente. Entre los factores a tener en cuenta para fijar el precio del gas natural en boca de pozo se encuentran: los precios de los sustitutos, el precio de la materia prima, los costos de exploración y explotación y los ingresos estatales por participaciones en la producción.

### Determinación del precio

Con el fin de determinar un precio para el gas natural en boca de pozo, considerando los factores anteriores, en 1975 se promulgó la *resolución Minminas 39/75*, donde se fijaron los precios del gas natural de la Guajira, tanto para usos generales como para su uso en el sector eléctrico, este precio se indexó con el precio promedio semestral del Fuel Oil/FOB Cartagena. A partir de 1983 mediante la *resolución Minminas 61/83*, se determinó el marco de precios de referencia en boca de pozo para el gas natural, tanto asociado como no asociado, para áreas diferentes a la Guajira, indexándose también el precio del gas natural al del precio promedio semestral del Fuel Oil/FOB Cartagena.

Desde 1995, la CREG regula el régimen de precios de venta del gas natural para entrada en troncal y la comercialización del mismo, mediante la *resolución CREG 29/95*. Esta última estableció la libertad de precios del gas para los contratos de asociación que se firmaron después de septiembre de 1995 y para los hallazgos de Ecopetrol posteriores a Enero 1 de 1998, ya sea gas libre o asociado, siguiendo los principios definidos en la ley 142 de 1994.

Adicionalmente se estableció que existirá libertad, para las reservas de gas en contratos ya firmados y hallazgos de la empresa



estatal ubicados en el interior del país, a partir de Agosto del 2005. Del mismo modo, para las reservas descubiertas en la Costa Atlántica de contratos ya firmados continuará vigente la resolución que se viene aplicando.

Ahora bien, si se trata de gas asociado que se descubrió dentro de contratos firmados antes de Agosto de 1995, el precio será libre en Agosto del 2005, mientras tanto se aplica la resolución que les venía aplicando.

En los casos en que existe período de transición, los productores pudieron acogerse al esquema de precios que les venía aplicando, o en su lugar tomar la alternativa propuesta por la CREG, la cuál era la de fijar un precio máximo inicial de entrada en troncal y actualizarlo semestralmente con el índice NYMEX y no con el gas natural o sus sustitutos.

Sin embargo, aunque los contratos de exploración y explotación existentes permitieron acogerse al nuevo nivel de precios en nodo de entrada (1.30US\$/MBTU), este mecanismo no fue considerado por quienes lo podían efectuar.

En el nivel de precios de entrada, fijados en gasoducto, no hay referencia directa de los costos económicos reales de producción interna y tampoco a los precios de frontera de sustitutos comercializables. Tampoco se puede determinar si este nivel incluye el costo de agotamiento.

Por otra parte, se viene trabajando en el establecimiento de reglas para la venta del gas de regalías a través del mecanismo de subastas, para dar una alternativa de suministro de gas diferente a Ecopetrol y sus socios.

PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO		
Tipo	Resolución	US\$/MBTU 99-1
Guajira*	Res. 39/75	0.593
Opón**	Res. 61/83	1.009
Guepajé	Res. 61/83	0.749
Casanare	Res. 61/83	0.828
Casanare Asociado	Res. 61/83	0.414
Interior	Res. 57/96	1.300

Fuente: Cálculo UPME

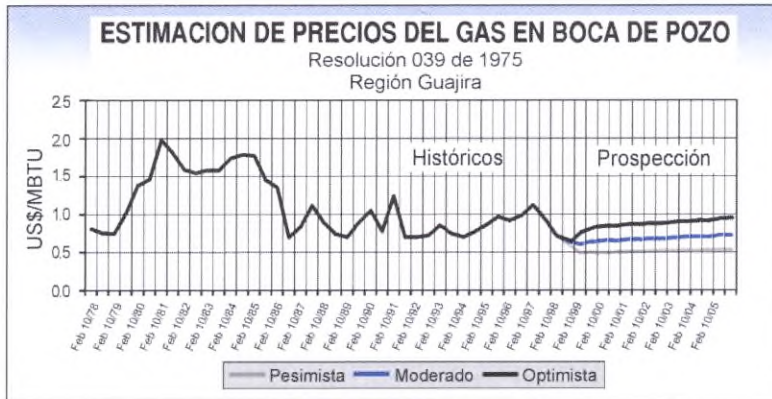
\* Febrero 10 a agosto 9 según resolución 039/75.

\*\* Incluye el costo del transporte del campo Opón a Barranca.

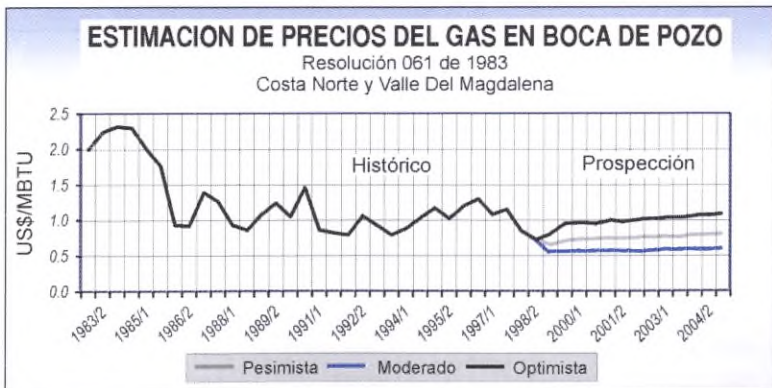
Tendencias

De acuerdo con la tendencia de los precios del gas en pozo las gráficas siguientes muestran tres escenarios, optimista, moderado y pesimista, basados en las proyecciones de comportamiento para el crudo hechas por el Departamento de Energía de Estados Unidos DOE.

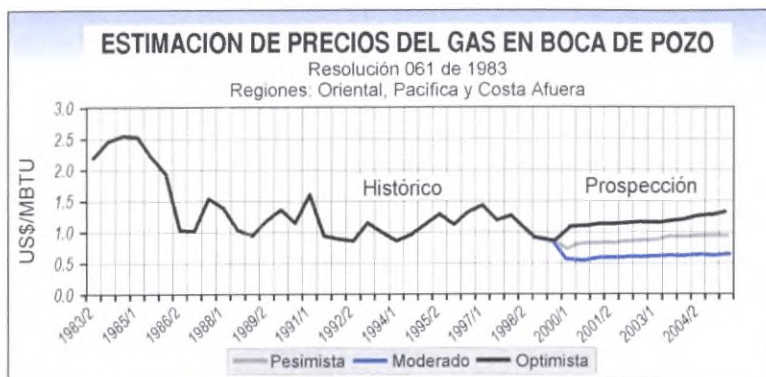
Para el caso del precio del gas de la Guajira, para el periodo 1999-2005 la prospección del precio se esperaría oscile entre US\$0.74 y US\$0.93 por MBTU para el caso alto y para el caso bajo desde 0.47 hasta US\$0.62 por MBTU.



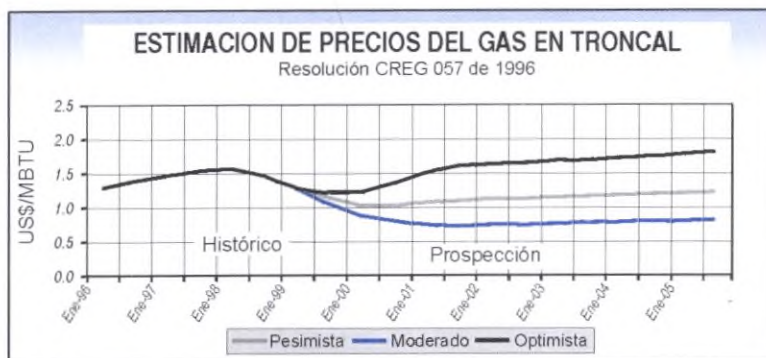
Para el caso del precio del gas en la Costa norte, para el periodo 1999 a 2005, la prospección del precio se esperaría oscile entre US\$0.75 y US\$1.09 por MBTU para el caso alto y para el caso bajo entre 0.57 y US\$0.62 por MBTU.



Para el caso del precio del gas en las regiones: Oriental, Pacífica y Costa Afuera, para el periodo 1999 a 2005, la proyección del precio se esperaría oscile entre US\$0.82 y US\$1.21 por MBTU para el caso alto y para el caso bajo entre US\$0.63 y US\$0.68 por MBTU.



En el interior la proyección del precio del gas, basada en la resolución 057/96, para el mismo período de las anteriores, se esperaría oscile entre US\$1.32 y US\$1.81 por MBTU para el caso alto y para el caso bajo entre 0.79 y US\$1.58 por MBTU.





# Explotación y Tratamiento

## Producción

El siguiente eslabón en la cadena del gas natural es la producción, actividad que en la mayoría de los casos es desarrollada en conjunto con la actividad petrolera, salvo en lugares de yacimientos de gas libre que pueden ser explotados en forma independiente.

## Tipo de yacimientos

El gas natural puede encontrarse en la naturaleza en yacimientos de diferente tipo, por lo que las condiciones de explotación de este varían de acuerdo con su origen:

- Yacimientos de gas puro, donde su composición es básicamente metano, con propiedades físicas que permiten su utilización sin someterse a mayores procesos de tratamiento y separación.

En el caso de que el gas se encuentre con petróleo, hay tres tipos diferentes de yacimientos, a saber<sup>13</sup>:

- En capas, en este tipo el gas se encuentra separado del petróleo dentro del mismo yacimiento, con la conveniencia fundamental de iniciar primero la explotación del petróleo y luego el gas, especialmente si las reservas de petróleo son considerables.
- Asociado, en el cual el gas se encuentra disuelto en el petróleo, en este tipo de yacimiento se producen los dos hidrocarburos simultáneamente, separándose en la superficie.
- Condensado, el gas natural se encuentra con hidrocarburos livianos sometidos a grandes presiones, por lo que se pueden presentar en fase líquida a condiciones de yacimiento. En este

## La Cadena del Gas Natural

tipo, la explotación debe ser muy cuidadosa para poder obtener la máxima recuperación de petróleo. En algunos casos se produce para extraer las porciones líquidas procediéndose luego a inyectar el gas seco, con el fin de mantener la presión.

### Producción y suministro<sup>14</sup> en cifras

La producción permite atender la demanda del país, tanto en la Costa como en el Interior, y la de consumo interno, como combustible en los diferentes campos de producción.

En el país la mayor parte de producción de gas natural proviene de yacimientos de gas libre ubicados en la Costa Norte y en menor proporción de yacimientos de gas asociado, aún cuando ya existen yacimientos de condensado en los cuales casi todo el gas que se produce, en la actualidad, es reinyectado. Se estima que en la primera década del 2000 se inicie la utilización masiva del gas natural procedente de estos últimos tipos yacimientos, que se encuentran localizados en el Piedemonte Llanero.

La producción de gas natural durante 1997, según ACIPEP, fue del orden de 1238 MPCD, de los cuales se utilizaron en operaciones comerciales 581 MPCD, se inyectaron y/o se llevaron a venteos el resto.

La siguiente tabla muestra los volúmenes de producción de gas natural por contrato y tipo de yacimiento de gas.

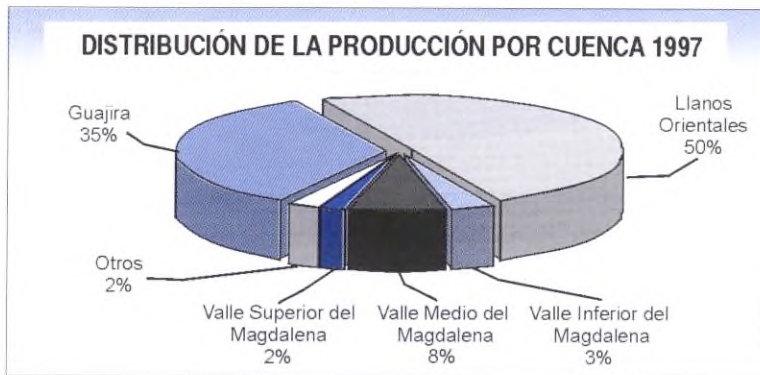
		PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL								
CAMPO	TIPO YACIMIENTO DE GAS	PRODUCCIÓN MPCD								
		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
Guajira	Libre	282,47	281,9	282,21	282,55	307,01	324,53	431,70	428,80	
Guepaje	Libre	-	0,95	23,22	23,96	23,09	30,89	40,22	31,12	
Las Monas	Asociado	36,81	27,22	32,97	31,62	33,09	37,62	38,63	33,32	
Palermo	Asociado	13,06	10,58	10,04	10,28	11,65	9,12	9,40	8,96	
Casanare	Asociado	11,83	-	10,42	9,68	8,83	8,07	10,00	15,55	
Tauramena-Santiago-Atalay	Condensado	-	-	14,52	25,38	223,26	366,34	586,52	1433,2	
El Difícil-Jobo	Libre	10,49	2,95	2,8	2,31	-	-	-	-	
El Centro	Asociado	104,58	85,06	80,89	77,25	66,01	61,27	48,16	42,85	
Aplay	Asociado	7,82	10,53	13,48	14,71	14,92	15,13	18,71	23,00	
Dina	Asociado	9,34	8,53	7,41	7,28	5,58	5,95	5,29	5,25	
Orito	Asociado	15,65	15,98	16,88	16,42	22,5	23,5	23,01	21,98	

Fuente: Minminas, ACIPEP.

Para 1997, el mayor volumen de gas natural provino de los campos del Piedemonte Llanero, representando el 50% del total. Sin embargo, como se verá más adelante el gas suministrado para

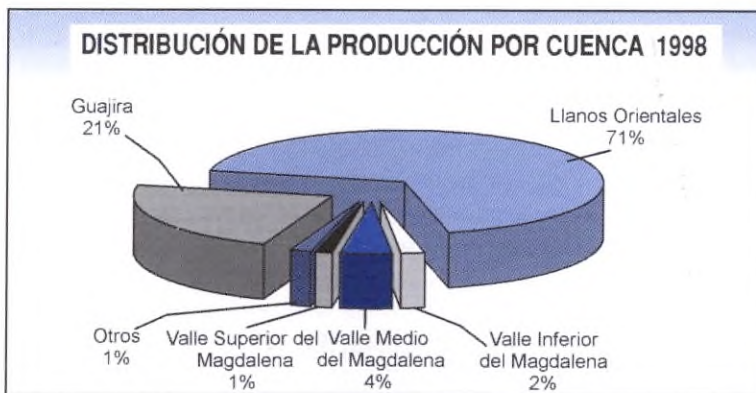
<sup>14</sup> El suministro es el gas producido menos el que se lleva a: venteo, reinyección y consumo propio en campos.

consumo es notablemente inferior debido a los esquemas de producción de estos pozos. La producción de la Guajira representó el 35%, el Valle Medio del Magdalena produjo el 8% del total Nacional, otras cuencas presentaron un aporte menor o igual al 3% del total de la producción nacional.



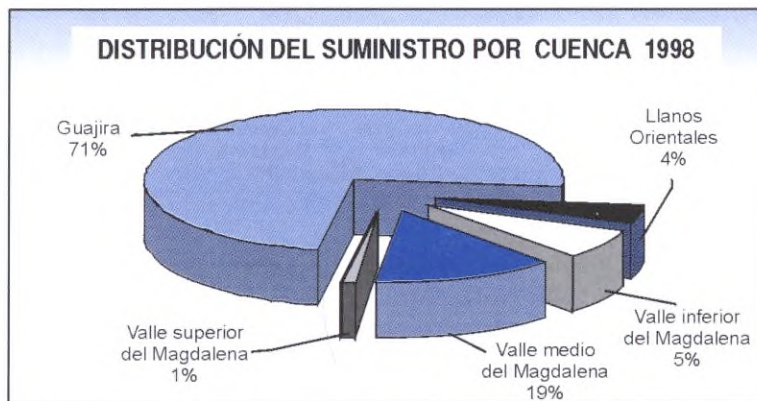
Fuente: Acipep.

Para 1998, la producción a llegado a ser del orden de 2074 MPCD, sin incluir Opón, se puede apreciar un crecimiento en el porcentaje de participación en la producción en la cuenca de los llanos orientales con respecto a 1997, pasando a ser cerca del 71% de la producción Nacional, con la consiguiente reducción en la participación de las cuencas de la Guajira y Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Acipep.

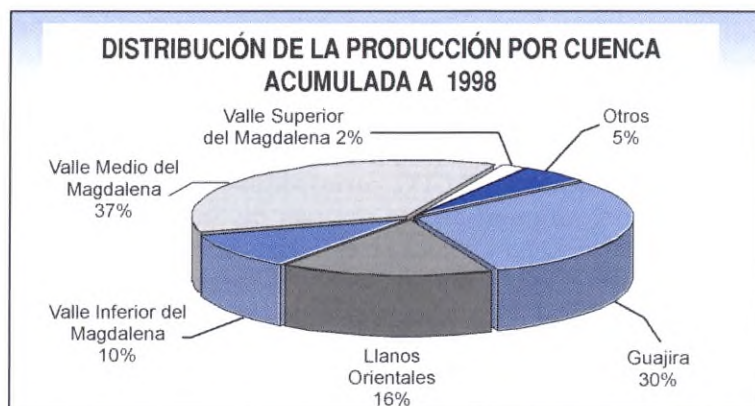
En cuanto al suministro de gas, que se entiende como el gas producido descontado el reinyectado y el usado en campo, en 1998 llegó a 612.9 MPCD, si lo comparamos con 1997 se observa que hay una reducción en la participación de la Guajira y del Valle inferior del Magdalena, en el primer caso pasando de 74% a 71% y en el segundo de un 7% a un 5%. Por el contrario, el Valle Medio del Magdalena incrementó su participación al pasar del 14% en 1997 al 19% en 1998. En las demás cuencas el nivel de participación se mantuvo.



Fuente: ECP

De acuerdo con la producción acumulada preliminar de gas natural por cuenca, hasta el 31 de Diciembre de 1998, se han producido un total de 6.641,8 GPC, de los cuales la cuenca del Valle Medio del Magdalena ha aportado un 37%, equivalente a 2.434,8 GPC, anotando que las operaciones de producción de gas natural datan de hace ya más de 50 años y teniendo en cuenta que se produce en forma conjunta con el petróleo a pesar de que la producción de gas ha disminuido gradualmente en forma proporcional a la declinación en los yacimientos.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena está compuesta de más de 30 campos productores de hidrocarburos, de los cuales se destacan por el volumen de gas que aportan al sistema los campos de: Payoa, La Salina, Infantas, La Cira, Llanito, Lisama, Tesoro, Yariguí y Provincia.



Cálculos: UPME

En segunda instancia se encuentra la Guajira con una producción acumulada de 1.985,7 GPC equivalentes al 30% del total nacional. Su producción proviene de los campos de gas libre de Guajira, Chuchupa y Riohacha localizados en el mar Caribe (costa afuera) y descubiertos en la década de los 70. Es el descubrimiento de estos campos el que permite iniciar el uso masivo del gas natural en Colombia, sustituyendo fuel oil exportable que se consumía entonces en la generación térmica de la Costa Atlántica. Posteriormente fue penetrando en otros sectores como el industrial, petroquímico, doméstico y como gas natural vehicular, hasta llegar a tener un mercado con un nivel de crecimiento determinado esencialmente por la disponibilidad del gas y de infraestructura de transporte.

En tercer lugar se encuentra la cuenca de los Llanos Orientales que ha 1.078,3 GPC, equivalentes al 16% del nacional. Los descubrimientos de hidrocarburos en Cusiana y Cupiagua en el primer quinquenio de los 90, han duplicado el nivel de reservas de gas natural, despejando el panorama de abastecimiento para el programa de masificación del uso del gas en el interior del país. El gas producido asociado al petróleo, proviene de los campos de Gloria Norte, La Gloria, Morichal, Apiay, Suria Cusiana y Cupiagua.

La participación de la cuenca del Bajo Magdalena en la producción acumulada de gas natural es del 10%, correspondiente a 672.3 GPC, provenientes de los campos de gas libre en Jobo-Tablón, El Difícil, Cicuco y Guepajé.

La producción acumulada de gas natural en la cuenca del Putumayo, 355.99 GPC que alcanza el 5% del total. El gas se produce en asocio con el petróleo y proviene de los campos Orito,



Sucumbíos y Acaé. Este gas no se utiliza en forma comercial por el alto contenido de compuestos indeseables como el dióxido de carbono.

Finalmente, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena se han producido 114.7 GPC, correspondientes al 2% del total en el país, proveniente de los campos de San Francisco, Balcón, Montañelo, Dina y Tenay. En esta cuenca, el gas se encuentra asociado con el petróleo y a pesar de que los descubrimientos de hidrocarburos datan de mediados de los 60, la utilización del gas natural en forma comercial empieza en 1983 en la ciudad de Neiva.

### Capacidad de producción

La capacidad de producción en la Guajira supera los 700 MPCD, debido a la reciente construcción de la segunda plataforma en Chuchupa, sin embargo el aporte en el suministro de gas por parte de la Guajira solo es del orden de 430 MPCD.

### Distribución de la producción

En el interior del país se dispone actualmente de una capacidad de producción de 1500 MPCD, movimientos en gran medida de los yacimientos de los Llanos Orientales, aunque solo se podrá disponer de este gas en su totalidad a partir del segundo quinquenio del 2000, debido a la prioridad de explotación de crudo. Sin embargo, se suministra a los sectores de consumo cerca de 110 MPCD de los cuales el Valle Medio del Magdalena aporta 79 MPCD.

El gas de los diferentes campos de producción, se distribuye en la siguiente forma:

Costa Atlántica:	Gas de la Guajira y gas de Guepajé
Santander:	Gas de Payoa, Provincia y gas de El Centro
Huila:	Gas del Huila
Bogotá, Antioquia y Valle:	Mezcla de gas de varias procedencias, debido a la conexión existente.

### Escenarios de producción

De acuerdo con el estado de conocimiento actual<sup>15</sup>, se han identi-

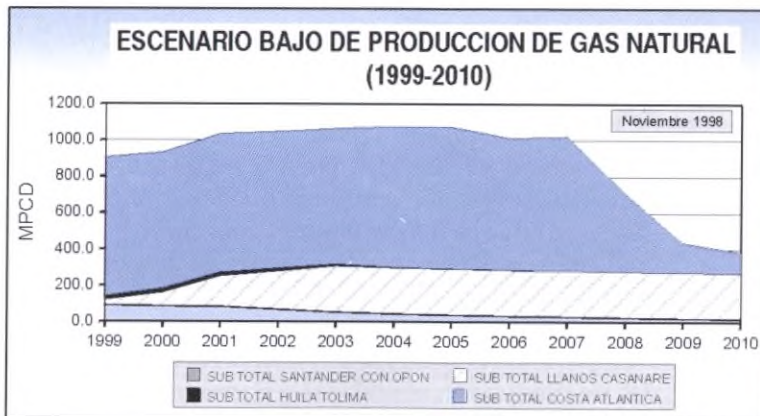
<sup>15</sup> Los resultados que se presentan sobre el potencial de producción y costos deben considerarse preliminares y sujetos a modificaciones, en la medida que corresponden a estimaciones de comportamiento de los yacimientos y de inversiones en plantas de tratamiento de gas todavía bajo análisis. Los resultados deben considerarse como "órdenes de magnitud" y no como cifras precisas.

ficado dos posibilidades de desarrollo para Casanare, dependiendo si se busca alcanzar 250 MPCD (escenario bajo) ó 470 MPCD (escenario alto), lo cuál requerirá hacer inversiones específicas<sup>16</sup> para llegar a las máximas capacidades requeridas de acuerdo con los escenarios proyectados.

Es importante aclarar que las tablas muestran las capacidades máximas de producción de acuerdo a dos escenarios de inversión estudiados en Cusiana-Cupiagua, permaneciendo iguales las capacidades de los otros campos.

PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN												
Escenario bajo - Casanare 250 MPCD.												
CAMPO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Guajira	723,7	711,9	738,0	729,5	731,5	770,7	779,0	725,0	738,1	431,5	163,6	112,8
Piedemonte			50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Cusiana												
Cupiagua	20,0	65,0	110,0	155,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Guepajé	40,5	35,9	24,1	20,5	13,2	3,5						
Santander	90,4	85,2	82,7	67,2	52,7	44,0	38,0	33,0	29,0	25,0	21,0	19,0
Huila-Tolima	21,0	24,0	22,0	18,0	11,0	4,0	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Apiay- Ariari	9,0	9,0	7,0	5,0	4,0	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0
Otros	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Total	905,6	933,0	1035,8	1047,2	1064,4	1077,2	1075,0	1014,0	1021,1	710,5	438,6	384,8

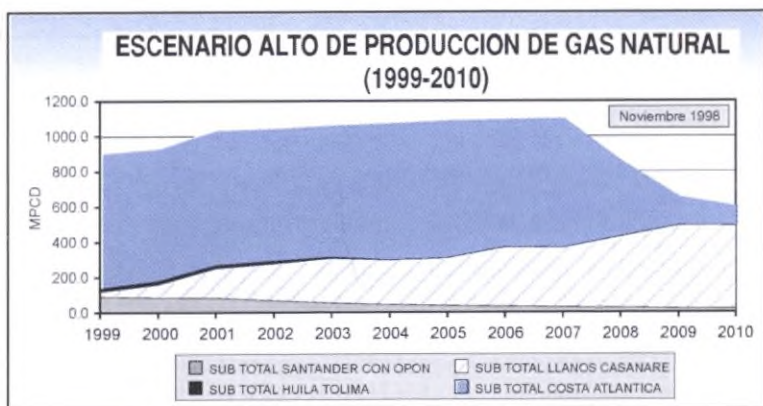
Fuente: ECP



<sup>16</sup> En realidad las posibilidades de desarrollo de Casanare dependen de las inversiones que se hagan. Teóricamente existirían muchas formas posibles, originando una estructura de costos de gas cada una como se verá más adelante.

PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN												
Escenario alto - Casanare 470 MPCD.												
CAMPO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Guajira	723,7	711,9	738,0	729,5	731,5	770,7	779,0	725,0	738,1	431,5	163,6	112,8
Piedemonte			50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Cusiana Cupiagua	20,0	65,0	110,0	155,0	200,0	200,0	218,0	285,0	285,0	353,0	420,0	420,0
Guepajé	40,5	35,9	24,1	20,5	13,2	3,5						
Santander	90,4	85,2	82,7	67,2	52,7	44,0	38,0	33,0	29,0	25,0	21,0	19,0
Huila-Tolima	21,0	24,0	22,0	18,0	11,0	4,0	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Apiay-Ariari	9,0	9,0	7,0	5,0	4,0	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0
Otros	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Total	905,6	933,0	1035,8	1047,2	1064,4	1077,2	1093,0	1099,0	1106,1	863,5	658,6	604,8

Fuente: ECP



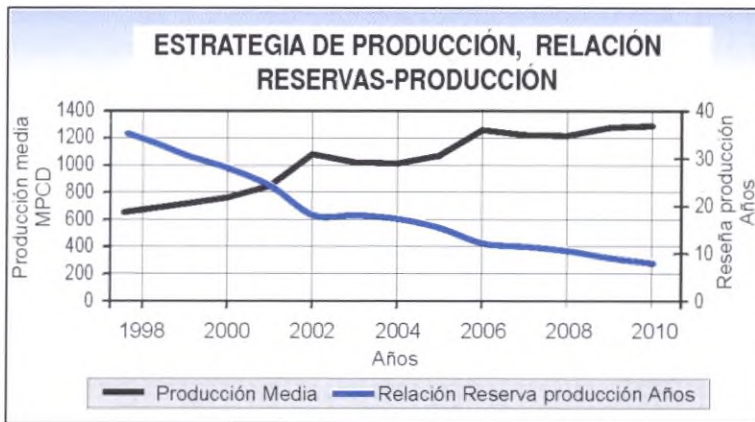
De los anteriores escenarios quedan dos puntos por aclarar:

- El escenario alto requeriría inversiones adicionales en Cusiana-Cupiagua, tratamiento a partir del año 2005, para incrementar la capacidad en 200 MPCD para llegar a 420 MPCD. Las implicaciones económicas no se pueden evaluar al momento, dado que no se ha determinado el impacto en la producción de crudo (sólo se tiene un estimativo para los primeros 200 MPCD).
- En los dos escenarios, la infraestructura de producción de la Guajira es suficiente en la actualidad para lograr las capacidades de producción planteadas (en promedio durante el año). De hecho, se pueden alcanzar producciones eventuales (picos) hasta de 800 MPCD. Con pozos adicionales en la plataforma Chuchupa B y posiblemente, con inversiones en compresión se puede llegar a una producción pico de 1.000 MPCD y

promedio de 900 MPCD, lo cual no está contemplado en ninguno de los escenarios.

## Relación reservas - producción

De otro lado y con base a las estrategias de producción proyectadas se encuentra una relación de reservas producción media de 8 años para el 2010, a continuación se observa tanto la tendencia de las estrategias de producción como de la relación reservas producción.



Cálculo: UPME

## TRATAMIENTO

Ya sea en el caso de yacimientos de gas libre o de gas asociado, el gas natural producido puede contener porciones variables de componentes indeseables, como: el agua, anhídrido carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno. En los casos en los que el contenido de estas sustancias superan los valores mínimos establecidos por razones de seguridad o de operación, el gas natural debe ser sometido a procesos de tratamiento adecuados para su posterior uso<sup>17</sup>.

Cuando el gas contiene compuestos de azufre es necesario retirarlos para evitar el daño de equipos de movimiento (compresores, válvulas) y la contaminación ambiental, ocasionada en la combustión que origina óxidos de azufre que contribuyen al calentamiento global, a la generación de lluvia ácida y también ocasiona enfermedades coronarias y respiratorias.

<sup>17</sup> Suárez Carlos, Instituto de Economía Energética, La Industria del Gas.

## La Cadena del Gas Natural

El anhídrido carbónico presente en el gas causa disminución del poder calorífico de este. Además, por tratarse de un gas inerte resulta inconveniente en el transporte por tubería. Por otro lado, puede causar una disminución de la eficiencia en los procesos para obtener gasolinas a partir del gas natural.

Ante un aumento de presión o disminución de temperatura, en el caso de presencia de agua o vapor así como de hidrocarburos condensables, se puede causar obstrucción de ductos y si además contiene anhídrido carbónico se puede ocasionar formación de hidratos.

## Composición del gas

A continuación se presenta una descripción de las principales particularidades del gas en cada una de las áreas productoras.

CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DEL GAS NATURAL								
COMPONENTE	GUAJIRA	GUEPAJE	PAYOA	MONTAÑUELO	OPON	APIAY	CUSIANA	NEIVA540
Metano	97.76	96.94	95.68	96.17	91.86	78.46	76.55	91.78
Etano	0.38	0.55	4.20	0.70	5.52	14.06	10.86	2.77
Propano	0.20	0.15	0.12	0.24	1.32	1.96	5.36	228
i-Butano	0	0.07	0	0.05	0.12	0.48	0.68	0.54
n-Butano	0	0.02	0	0	0.50	0.45	0.78	0.90
i-Pentano	0	0.02	0	0	0	0.41	0.13	0.45
n-Pentano	0	0.01	0	0	0	0.09	0.08	0.21
Hexano	0	0.01	0	0	0	0	0.05	0
Heptano	0	0.07	0	0	0.01	0	0	0.2
n-Octano	0	0	0	0	0	0	0	0
n-Nonano	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0	0	0
Nitrógeno	1.29	2.12	0	0.42	0.15	1.69	0.44	0.63
Oxígeno	0	0	0	0	0	0	0	0
CO <sub>2</sub>	0.37	0.03	0	2.42	0.96	2.39	5.07	0.24
Agua					0.01			
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Peso Molecular	16.41	16.55	16.67	16.96	17.56	20.12	21.31	18.36
Grav. Específica	0.57	0.57	0.58	0.59	0.61	0.70	0.74	0.63
Poder Calorífico BTU/PC.	1003	1001	1044	991	1069	1146	1159	1118

Fuente: ACOGAS La composición del gas está dada en porcentaje molar, la composición y propiedades pueden variar.

Adicionalmente, existen otros campos de producción de gas asociado, diferentes a los mencionados en el cuadro anterior, tales

como: Morichal, Gloria Norte, La Gloria, etc., los cuales se sitúan en el departamento de Casanare, con características típicas muy similares al gas natural proveniente de los campos de Apiay. Igualmente, en el sur del país se encuentran los campos de producción de Orito, con gas natural asociado, de un contenido de CO<sub>2</sub> superior al 60%.

### Procesos de tratamiento

Dependiendo de su composición química, el gas estará sometido no solo a la deshidratación sino también a separación en plantas especiales que pueden utilizar diversos procesos como: compresión, enfriamiento, absorción, turboexpansión, destilación y fraccionamiento.

En los campos productores de gas libre Guajira y Guepajé, se realiza básicamente el proceso de absorción, mediante el cual se retira las fracciones líquidas (agua) con la inyección de un alcohol. En los campos del Magdalena Medio, donde el gas se produce con el petróleo como Payoa, Provincia y El Centro se efectúan los procesos de absorción, destilación y fraccionamiento.

En el caso del Magdalena Medio la absorción se ejecuta con un hidrocarburo, como: el Varsol, JP o Quero. Posteriormente, se somete al proceso de destilación donde por calentamiento se efectúa la separación de líquidos y gases en forma de vapor. Finalmente, para obtener los distintos compuestos, como: propano, butano y gasolina natural, se procede al fraccionamiento del gas, el cuál al ser enfriado, utilizando plantas despropanizadora y desbutanizadora, permite obtener diversos productos tanto para utilización directa o como materia prima en procesos de refinación.

Otros de los procesos realizados es la turboexpansión, que como su nombre lo indica es un tratamiento de expansión en el cual los fluidos obtenidos se encuentran a baja presión y baja temperatura. Después de este tratamiento los fluidos van a destilación y por último a fraccionamiento. Este sistema es usado para el tratamiento y separación de los gases del área de Apiay.

Actualmente, para el caso del gas de Cusiana y Cupiagua, los hidrocarburos son procesados en una planta de separación con absorción de líquidos, gracias a la inyección de un alcohol que retira los componentes líquidos de los 20 MPCD del gas procesado. El resto del gas, incluidos los líquidos obtenidos, son reinyectados al yacimiento para mantenimiento de la presión de este.

Tratamiento similar al anterior, se emplea para tratar el gas de los campos de San Francisco, Balcón y Dina, en el área de Neiva, donde la producción ya es muy baja y los campos se encuentran en proceso de declinación.

### Análisis de una alternativa de tratamiento para incrementar la producción de gas

Para el escenario de producción bajo, contemplado en este documento, implica que se incremente la capacidad de Cusiana-Cupiagua, de 20 MPCD en la actualidad a 200 MPCD para el año 2003, y el Piedemonte inicie su producción programada de 50 MPCD en el año 2001. Para lograr esto se requieren inversiones para el tratamiento de gas para cada uno de los casos cómo son: una capacidad de tratamiento de 200 MPCD, con Cusiana-Cupiagua, y una capacidad de tratamiento de 50 MPCD, con Piedemonte.

Para el caso específico de Cusiana-Cupiagua, se asumió que los costos de tratamiento del gas (inversión + O&M), existe un costo por la pérdida de crudo, al no reinyectarse el gas.

Así mismo, tanto en Cusiana como en Piedemonte, hay un beneficio en los líquidos recuperados en el tratamiento, fundamentalmente gasolina natural, los cuales se inyectan al oleoducto y se valorizan como crudo.

En el caso de Piedemonte se estiman tanto el costo de tratamiento como el de transporte a Cusiana. Obviamente, los beneficios por los líquidos recuperados se le asignan a la planta de tratamiento. Para este caso no se toma en consideración pérdida de crudo.

#### Cusiana - Cupiagua 200 MPCD

Período de Producción	2001-2016
Pérdida de Crudo	57.7Mbl
Líquidos recuperados	10 Mbl
Son valorados a precio de crudo	
Costo de operación	0.04 US\$/bl
Costo de mantenimiento	3% de inversión
Precio de Valoración crudo	12-16 US\$/bl
Menos costo de variable transporte	0.10 US\$/bl
Menos costo incremental producción	0.20 US\$/bl
Contenido calórico gas	1035 Btu/pc
Factor de planta	90%

Los resultados del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), se muestran en la siguiente tabla, para el caso Cusiana-Cupiagua, con una tasa de descuento de 12%.

CIPLP (US/Kpc) Cusiana - Cupiagua Para diferentes precios de crudo			
Inversión en planta de tratamiento (millones de dólares)	US\$12/barril	US\$14/barril	US\$16/barril
80	0.71	0.78	0.84
120	0.82	0.88	0.95
160	0.92	0.99	1.06
200	1.03	1.09	1.16

Si no se considera la valoración del crudo perdido y los líquidos recuperados se obtendrían los siguientes resultados, que permitirían conocer el costo del tratamiento en sí mismo:

CIPLP (US/Kpc) Cusiana - Cupiagua Sin valoración del crudo perdido ni líquidos recuperados				
Alternativas en millones de dólares	80	120	160	200
Costo de tratamiento US\$/KPC	0.31	0.42	0.53	0.63

Al comparar los resultados anteriores, encontramos que el peso porcentual que tiene el crudo no recuperado, dentro del costo del tratamiento, está entre el 39-63%. Si no se valora los líquidos recuperados en el tratamiento este rango puede ampliarse hasta 68%.

### Piedemonte: 50 MPCD

Período de Producción	2001-2016
Líquidos recuperados	2.5 Mbl
Valorados a precio de crudo.	
Costo de operación	0.04 US\$/bl
Costo de mantenimiento	3% de inversión
Contenido calórico gas	1035 Btu/pc
Factor de planta	90%
Costos O&M para gasoducto	3% de inversión
Se incluyen los costos de tratamiento y de transporte a Cusiana.	

Para este caso, se hace el análisis para tres escenarios de inversión y se valoran los líquidos que se recuperan producto del tratamiento del gas a tres precios de crudo.





CIPLP (US/Kpc)			
Piedemonte Para diferentes precios de crudo			
Inversión en planta de tratamiento y gasoducto (millones de dólares)	US\$12/barril	US\$14/barril	US\$16/barril
30	0.23	0.21	0.19
60	0.54	0.52	0.50
90	0.86	0.84	0.82

Si no se considera la valoración de los líquidos recuperados se obtendrían los siguientes resultados, que permitirían conocer el costo del tratamiento en sí mismo:

CIPLP (US/Kpc)			
Piedemonte Sin valoración de líquidos recuperados			
Alternativas en millones de dólares	30	60	90
Costo de tratamiento US\$/KPC	0.34	0.66	0.97

Con base en el anterior análisis se puede apreciar que con la valoración supuesta para los líquidos estos contribuirían entre un 11% y un 44% en la reducción de los costos del tratamiento del gas. Por lo que es fundamental incluir esta valoración.



# Transporte

Para el desarrollo del Plan de Masificación del Gas fue necesaria la construcción del sistema de gasoductos troncales y el desarrollo de los sistemas de distribución. De acuerdo con lo estipulado por el documento CONPES N° 2646 de marzo de 1993, el estado lideró el plan de gas mediante una acción coordinada entre Ecopetrol y la empresa privada.

La construcción del sistema troncal de transporte estuvo a cargo del sector privado, el cual financió los proyectos a través de la modalidad BOMT o BOT, garantizando 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 permite entonces la interconexión entre los principales campos productores de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira con los del Huila y más adelante con los campos del Piedemonte Llanero y Magdalena Medio.

La nueva red troncal construida casi en su totalidad está constituida por los Gasoductos de Ballena-Barrancabermeja, Barrancabermeja-Neiva, Barrancabermeja-Bucaramanga, Vasconia-Bogotá, Mariquita-Cali, Sebastopol-Medellín, Cusiana-Monterrey-Apiay, Monterrey-La Belleza, Dina-Pitalito, Montañuelo-Gualanday y los ramales del Piedemonte, Meta, Cundinamarca, Boyacá y Provincia de Velez. De este gran sistema troncal, se desprenden los siguientes subsistemas de distribución:

- Subsistema Santander (Barrancabermeja-Bucaramanga)
- Subsistema Antioquía (Sebastopol-Medellín)
- Subsistema Centro (Vasconia-La Belleza-Bogotá y Cusiana-Apiay-Bogotá)
- Subsistema Occidente (Mariquita-Manizales-Pereira-Cartago-Cali)
- Subsistema Norte Huila-Tolima (Ibagué-Girardot-Espinal y Norte Huila-Tolima)
- Subsistema Sur del Huila (Dina-Pitalito)

Existe también el sistema Costa Atlántica constituido por los gasoductos Ballena-Barranquilla-Cartagena, Jobo-Mamonal, El Díficil-Barranquilla y todo un subsistema de distribución que permite la interconexión de los departamentos localizados en esa área con los campos de la Guajira, Guepajé y Jobo-Tablón, con un estado avanzado de desarrollo comercial.

Para atender la demanda de gas en los cuatro bloques de mercado existente, el transporte de gas natural se ha realizado a través de gasoductos troncales y regionales, cuyas características se presentan en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EXISTENTE DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL <sup>18</sup>				
GASODUCTOS	PROPIETARIO	DIÁMETRO	LONGITUD	CAPACIDAD
		Pulgadas	Km.	MPCD
Ballena-B/quilla-Cartagena	Promigas	20	398	420
Jobo Tablón-Mamonal	Esso	10	200	50
Jobo Tablón-Cerromatoso	Cerromatoso	8	85	30
Guepajé-Sincelejo	Promigas-ECP	6-8	59	30
El Díficil-B/quilla	Antex	12	148	54
Payoa-Bucaramanga	Gasod. de Santander	6	56	20
Payoa-Galán	Eurocan	10	56	64
Galán-Termo Galán	Ecopetrol	10	4	12
Dina-Gualanday	Ecopetrol	12	149	20
Tello-Neiva	Ecopetrol	12	5	10
Apiay-Bogotá	Ecopetrol	6	134	12
Morichal-Yopal	Ecopetrol	4	13	10
Ballena-Barranca	Centragas	18	579	150
Mariquita-Cali	Transgas Occidente	20	340	200
Barrancabermeja-Neiva	Ecogas	22/20/14/12/6	573	150
Barranca-Bucara/ga	Tranoriente	10	158	16/20
Sebastopol-Medellín	Transmetano	14/12	149	53
Cusiana Apiay	Ecogas	10/12	149	20
Montañuelo-Gualanday	Ecogas	6/4	36	18

De acuerdo con los pronósticos de la demanda de gas natural, el siguiente sería el pronóstico volumétrico de transporte en los gasoductos más importantes.

<sup>18</sup> Segundo semestre de 1998.

PRONÓSTICO VOLUMÉTRICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL MPCD							
TRAYECTO	1999	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Ballena-Barranca	97.86	103.18	62.6	136.21	117.83	134.43	187.01
Payoa-Barranca	55.17	50.41	41.52	25.64	12.87	3.17	-4.55
Barranca-Sebastopol	53.40	52.67	-6.99	24.93	-11.10	-15.78	16.84
Sebastopol-Medellín	8.74	16.88	40.46	52.43	61.91	67.62	72.67
Sebastopol-Vasconia	44.57	35.32	52.53	53.05	-108.66	-119.28	-102.43
Vasconia-Mariquita	19.94	34.37	71.05	90.25	103.62	117.10	142.04
Mariquita-Gualanday	5.89	5.11	-10.52	-24.79	-30.09	-36.74	-40.64
Mariquita-Valle	25.81	44.40	60.42	65.45	73.53	80.17	99.85
La Belleza-Vasconia	15.99	-12.72	-131.32	-167.21	-243.00	-288.54	-298.00
La Belleza-Boyacá	1.12	3.05	6.91	7.76	8.42	9.14	9.87
La Belleza-Cogua	14.87	29.23	46.77	55.12	63.58	65.32	72.13
Monterrey-La Belleza	0.00	45.00	185.00	230.00	315.00	363.00	380.00
Monterrey-Apiay	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	40.00	90.00
Apiay-Bogotá	22.38	21.27	17.45	16.04	14.50	19.40	19.31

Cálculo UPME. El signo menos indica que el flujo de gas natural se realiza en sentido contrario, 98-2.

Según el pronóstico de volúmenes de gas natural a transportar, será necesario aumentar la capacidad de transporte y el sistema de potencia para compresión, como se puede observar en el siguiente cuadro, suponiendo que todo el gas que entra al sistema lo hará por Cusiana/Cupiagua:

AMPLIACIONES DE TRANSPORTE Y COMPRESIÓN					
AÑO	ORIGEN	DESTINO	LONGITUD Kms	DIÁMETRO Pulgadas	COMPRESIÓN (HP)
1999	Ballena	Barranca			31323
2003	La Belleza	Vasconia	97	24	
2004	Vasconia				1000
2005	Vasconia				11000
2005	Piedemonte-	La Belleza	192	24	

Fuente: Cálculos UPME., 98-2.

## Tarifas de Transporte

Aunque en el inmediato futuro los sistemas de transporte regional, se encuentren interconectados no se puede hablar en sentido estricto de un sistema nacional de transporte.

Es indudable, que el principal determinante para la competencia del gas procedente de diferentes regiones, es el costo de transporte en los principales sistemas definidos por CREG. La estructura de tarifas para transporte de gas natural fue concebida para que reflejara costos del servicio y así permitir a los nuevos proyectos termoelectricos optimizar sus costos.

CARGOS MÁXIMOS DE ENTRADA SISTEMA DEL INTERIOR		
NODO DE ENTRADA	CARGO POR CAPACIDAD US\$/KPCD-Año	CARGO POR USO US\$/KPC
Barranca	96	0,039
Cusiana	95	0,055
Apiay	-49	-0,063
Neiva	-179	-0,134

Fuente CREG.

Para el sistema interior se estableció un esquema de cargos por entrada y salida. Estos cargos incluyen tres componentes a saber: el cargo por capacidad, uso y otros cargos por uso (administración, medición y compresión).

El cargo por capacidad está asociado a la inversión en los gasoductos. Se liquida en diciembre sobre la base de la capacidad firme contratada para el año siguiente y se factura mensualmente. En caso de ser interrumpido total o parcialmente el transporte por el gasoducto, se liquida sobre la base del volumen efectivamente transportado.

CARGOS MÁXIMOS DE SALIDA SISTEMA DEL INTERIOR		
NODO DE ENTRADA	CARGO POR CAPACIDAD US\$/KPCD-Año	CARGO POR USO US\$/KPC
Barranca	-96	-0,039
Cusiana	-95	-0,055
Villavicencio	61	0,079
Neiva	179	0,134
Sebastopol	-36	-0,015
Medellin	145	0,059
Bucaramanga	47	0,019
Vasconia	0	0,000
Mariquita	42	0,022
Chinchiná	86	0,045
Cali	160	0,085
La Belleza	-38	-0,023
Bogotá	141	0,050

Fuente CREG.

El cargo por uso corresponde a los costos variables de operación y mantenimiento. Se factura mensualmente tomando como base los volúmenes efectivamente medidos.

Para el cargo de capacidad y uso se tomó como referencia al nodo Vasconia, para el cual se asignó cargo cero.

En el caso de otros cargos por uso (administración, medición y compresión) se tiene una tarifa por trayecto de 0.032 US\$/KPC.

Cada opción de entrega se calcula, como se aprecia en la tabla correspondiente, como la suma algebraica de los componentes del

## La Cadena del Gas Natural

cargo tanto para el nodo de entrada y de salida. Para el caso específico de trayectos que cubren el sistema interior se cobrará una componente conocida como cargo estampilla el cual alcanzó un valor de 0.158 US\$/KPC en el segundo semestre de 1998.

CARGOS MÁXIMOS DE ENTRADA Y SALIDA SISTEMA CENTRO Y SUR		
	CARGO POR CAPACIDAD US\$/KPCD-Año	CARGO POR USO US\$/KPC
Neiva-Hobo	749	0,228
Ballenas-Barranca	272	0,111

Fuente CREG.

El Sistema Centro (gasoducto Ballena-Barranca) y Sistema Sur tienen su propia regulación. Por ejemplo en el sistema centro la CREG estableció una tarifa que comprende dos cargos máximos uno por capacidad y otro por uso, este sistema es utilizado básicamente por Ecopetrol. Si existe un usuario que desee conectarse a este sistema la CREG fijará los cargos respectivos.

CARGOS PARA DIFERENTES TRAMOS <sup>19</sup> Segundo semestre de 1998					
	CARGO POR CAPACIDAD US\$/KPCD-ANO	CARGO POR USO US\$/KPC	CARGO POR CAPACIDAD DIARIO <sup>20</sup> US\$/KPCD-DIA	OTROS CARGOS POR USO US\$/KPC	TOTAL <sup>21</sup> CARGOS US\$/KPC
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Barranca-Barranca	0	0,000	0,000	0,032	0,032
Barranca-Sebastopol	60	0,024	0,164	0,032	0,220
Barranca-Medellín	241	0,098	0,660	0,032	0,790
Barranca-Bucaramanga	143	0,058	0,392	0,032	0,482
Barranca-Vasconia	96	0,039	0,263	0,032	0,334
Barranca-Mariquita	138	0,061	0,378	0,032	0,471
Barranca-Cali	256	0,124	0,701	0,032	0,857
Barranca-La Belleza	58	0,016	0,159	0,032	0,207
Barranca-Bogotá	237	0,089	0,649	0,032	0,770
Cusiana-Barranca	1	0,016	0,003	0,032	0,019
Cusiana-Sebastopol	59	0,040	0,162	0,032	0,234
Cusiana-Medellín	240	0,114	0,658	0,032	0,804
Cusiana-Bucaramanga	142	0,074	0,389	0,032	0,495
Cusiana-Vasconia	95	0,055	0,260	0,032	0,347
Cusiana-Mariquita	137	0,077	0,375	0,032	0,484
Cusiana-Cali	255	0,140	0,699	0,032	0,871
Cusiana-La Belleza	57	0,032	0,156	0,032	0,220
Cusiana-Bogotá	236	0,105	0,647	0,032	0,784
Ballenas-Barranca	272	0,111	0,745	0,032	0,888
Ballenas-Sebastopol	332	0,135	0,910	0,032	1,077
Ballenas-Medellín	513	0,209	1,405	0,032	1,646
Ballenas-Bucaramanga	415	0,169	1,137	0,032	1,338
Ballenas-Vasconia	368	0,150	1,008	0,032	1,190
Ballenas-Mariquita	410	0,172	1,123	0,032	1,327
Ballenas-Cali	528	0,235	1,447	0,032	1,714
Ballenas-La Belleza	330	0,127	0,904	0,032	1,063
Ballenas-Bogotá	509	0,200	1,395	0,032	1,627

Cálculo UPME. Basados en los distintos cargos por nodos y por tramos y considerando un factor de ocupación del 100% para el cargo por capacidad diario.

<sup>19</sup> No se incluye cargo por estampilla.

<sup>20</sup> Este cargo se basa en el cargo por capacidad llevando el valor a una escala diaria y afectándolo por el porcentaje de ocupación del gasoducto.



Para el primer semestre de 1999 se espera tener el Nuevo Reglamento Único de Transporte-RUT que busca establecer un conjunto de normas operativas y comerciales para asegurar el acceso abierto al Sistema Nacional de Transporte SNT, crear las condiciones para una operación eficiente, económica, óptima y confiable del SNT; facilitar el mercado de suministro y transporte de gas; establecer directivas de expansión; estandarizar prácticas y términos y finalmente fijar normas de calidad del gas transportado.

### Ecogas

Mediante Ley 401 de 1997 se creó la *Empresa Colombiana de Gas*, empresa industrial y comercial del estado, cuyo objeto principal es proyectar, construir, operar, mantener, explotar comercialmente sus gasoductos y podrá explotar la capacidad de gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se paga una tarifa de disponibilidad.

Los Objetivos Generales de Ecogas son:

- Sustituir energéticos ineficientes y costosos en diferentes sectores de consumo al igual que permitir una canasta energética más económica.
- Facilitar una oferta energética suficiente y diversificada incrementando la cobertura del servicio de suministro de gas a nuevas áreas de mercado.
- Procurar la preservación del medio ambiente, evitando el uso de energéticos altamente contaminantes y la tala de árboles.

El capital y patrimonio de Ecogas proviene de la escisión del patrimonio de Ecopetrol, específicamente del relacionado con los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas natural y los derechos derivados de los contratos relacionados. En el momento se está trabajando para determinar puntualmente que activos y contratos deberá ceder Ecopetrol.

**REPUBLICA DE COLOMBIA: INSTALACIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE**







# Distribución

## Desarrollo del Programa

Con el descubrimiento de los yacimientos de gas en la Guajira hace más de veinte años el país se vio obligado a buscar un mercado al gas natural, dado que hasta entonces su uso era limitado y una gran cantidad de este combustible se quemaba en los campos de producción o en las refinerías.

Tras, una campaña de promoción en la Costa Atlántica fue posible sustituir el fuel oil por gas natural en el sector industrial y otro tanto en las plantas termoeléctricas. En el sector residencial se presentó una sustitución, no muy alta, de consumo de energía eléctrica por gas natural, para usos como: la cocción de alimentos, calentamiento de agua y la refrigeración del ambiente.

A raíz de las circunstancias antes mencionadas, se constituyeron varias empresas para distribución urbana y domiciliaria. Además, se construyó de manera casi inmediata el gasoducto troncal de la Costa Atlántica. Algo similar empezó a ocurrir en las regiones donde existían reservas de gas natural como: Santander, Huila y posteriormente en el Piedemonte Llanero.

Se crearon entonces mercados en cuatro bloques regionales, donde existían reservas de gas natural comercializable. A finales de los setenta, se inició el consumo de gas natural en los sectores termoeléctrico, petroquímico, Ecopetrol, industrial y residencial en los departamentos de Guajira, Atlántico, Bolívar, Sucre, Córdoba, Santander y Huila.

Posteriormente a finales de los ochenta, surge como objetivo de la Política Energética «El Programa de Gas», cuyo objetivo fue a atender las necesidades energéticas de los colombianos, con los

recursos energéticos más apropiados y más económicos para cada uno de los fines específicos para los cuales se consumía la energía.

El programa tuvo dos fases:

- La primera, de corto plazo y de ejecución inmediata, se centraba en la masificación de la utilización del gas natural para servicio residencial y gas natural comprimido para el sector transporte público, en las ciudades y municipios cercanos a los yacimientos de gas o cercanos a los gasoductos.
- La segunda fase consistió en el suministro de gas natural a algunos centros de consumo del interior del país, mediante la integración de fuentes de producción de gas natural. Para lograr el desarrollo de esta segunda etapa era indispensable la construcción del gasoducto Apiay-Bogotá y la construcción del gasoducto central entre Ballena-Barrancabermeja.

El programa de gas implicó un incremento del 88.8% de usuarios residenciales en la Costa Atlántica, sector que en 1986 ascendía a 45.000 usuarios conectados y en 1987 a 85.000 usuarios.

Posteriormente, entre 1988-1990 se adicionaron 72.000 usuarios más en toda la región Atlántica y se iniciaba el suministro del servicio mediante el transporte de gas natural comprimido a poblaciones no conectadas al gasoducto troncal.

En Santander comenzó el desarrollo de la red domiciliaria en poblaciones cercanas a las fuentes de producción diferentes de Bucaramanga, adicionalmente se extendía el servicio a otras localidades cercanas al gasoducto Barrancabermeja-Bucaramanga. A finales de 1987, Bucaramanga contaba con un total de 34.146 viviendas instaladas, en 1990 con 64.748 y en total en el departamento de Santander 101.870 usuarios en este mismo año.

En 1987, se inició también el suministro de gas a Villavicencio, mediante el gasoducto Apiay-Villavicencio, que permitió servir con gas natural a los sectores industrial y residencial llegando a conectar 9.349 usuarios hasta 1990.

En el departamento del Huila se inició el servicio en su capital Neiva, posteriormente en 1987 se extendió el servicio a poblaciones cercanas a Neiva mediante transporte de gas natural comprimido. En 1990 Neiva contaba con 31.821 usuarios conectados y el departamento con 35.276.

El programa de gas en Bogotá se inicia hacia mediados de 1987 con la sustitución del combustible llamado «Cocinol», una gasolina de bajo octanaje, por gas propano, siendo esta sustitución una fase intermedia dentro del proceso de utilización generalizada del gas natural. A finales del mismo año se había sustituido 25.094 usuarios de cocinol de aproximadamente 61 barrios de la capital.

Para que se realizara la segunda fase del Programa de Gas, se diseñó el gasoducto Apiay-Bogotá, el cual beneficiaría a unas 180.000 familias del sur de Bogotá. En diciembre de 1990, la empresa concesionaria en Bogotá ya había conectado 17.000 usuarios de gas natural.

Todo lo realizado para atender las necesidades energéticas de los colombianos, fueron esfuerzos aislados no vinculados con las políticas macroeconómicas del país. Solo a finales de 1991, el uso del gas natural se involucró como parte de los programas energéticos gubernamentales, a través de la expedición del documento CONPES N° 2571 de Diciembre de 1991 y su posterior revisión mediante documento CONPES N° 2646 de Marzo de 1993.

El desarrollo de esta política se concretó con el Plan de Masificación de Gas, programa este que ha permitido conectar aproximadamente 1'500.000 usuarios en todo el país. En la actualidad existen más de 12 empresas que prestan el servicio de distribución de gas natural, mediante contratos de concesión con el estado, en cada una de las regiones que hoy gozan de este servicio.

En la Costa Atlántica prestan servicio las compañías Gases del Caribe, Surtigas y Gases de la Guajira y en el Cesar Gas Natural del Cesar. En los Santanderes las empresas Gases del Oriente, Gasorient, Metrogas y Gases de Barrancabermeja. En el sur del país están las sociedades Alcanos del Huila y Neivana de Gas. En el centro las empresas Gas Natural en Bogotá, Llanogas en Villavicencio y Gases del Cusiana en Yopal.

### **Las nuevas concesiones definieron las siguientes zonas a servir:**

Valle:	Gases del Norte del Valle del Cauca E.S.P.
Quindío:	Gases del Quindío E.S.P.
Caldas:	Gas Natural del Centro E.S.P.
Risaralda:	Gas del Risaralda S.A. E.S.P.
Centro y Tolima:	Grancolombiana de Gas S.A E.S.P.
Cundinamarca y Boyacá:	Gas Natural del altiplano S.A E.S.P.

También se encuentran las empresas Gases de Occidente y Empresas Públicas de Medellín, prestando el servicio de gas propano a través de tanques estacionarios en las ciudades de Cali y Medellín respectivamente, después de obtener la concesión para la prestación del servicio.

## Cobertura

La medición del número de viviendas conectadas a un servicio en relación con el número total viviendas es lo que se denomina COBERTURA, de la cual se esperaría tener un alto índice en las zonas urbanas, en el caso del gas natural, teniendo en cuenta el impulso que se viene dando a través del Plan de Masificación. De acuerdo con las instalaciones reportadas a Ecopetrol, estudios de la UPME y las estimaciones DANE de número de viviendas para 1997, se muestran a continuación su valor para los años 1997 y 1998.

INSTALACIONES DOMICILIARIAS						
REGION	A diciembre 31 de 1997			A diciembre 31 de 1998		
	Urbanas	Rurales	Total	Urbanas	Rurales	Total
Atlántica	533900	33033	566933	595702	33033	628735
Centro	66386	0	66386	85784	0	85784
Oriental	672095	35292	707387	839006	35292	874298
Pacífico	0	0	0	29768	0	29768
<b>TOTAL</b>	<b>1272361</b>	<b>68325</b>	<b>1340706</b>	<b>1550260</b>	<b>68325</b>	<b>1618585</b>

Se considera para 1998 el mismo número de viviendas de 1997, dada la poca información existente.

ESTIMACION DE COBERTURA DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARES DE GN						
REGION	A diciembre 31 de 1997			A diciembre 31 de 1998		
	Urbanas	Rurales	Total	Urbanas	Rurales	Total
Atlántica	52%	9%	41%	58%	9%	45%
Centro	4%	0%	3%	5%	0%	4%
Oriental	30%	5%	24%	38%	4%	28%
Pacífica	0%	0%	0%	3%	0%	2%
<b>TOTAL</b>	<b>22%</b>	<b>3%</b>	<b>17%</b>	<b>27%</b>	<b>3%</b>	<b>20%</b>

Región Atlántica: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, San Andres y providencia, Sucre.  
 Región Centro: Antioquia, Caldas, Caquetá, Huila, Quindío, Risaralda, Tolima.  
 Región Oriental: Amazonas, Arauca, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Guanía, Guaviare, Meta, Norte de Santander, Putumayo, Santander, Vaupés, Vichada.  
 Región Pacífica: Cauca, Choco, Nariño, Valle.

## Instalaciones

De acuerdo con la información suministrada a la UPME por las empresas distribuidoras de gas natural, el crecimiento del número de usuarios hasta el 2002 por regiones será:

NÚMERO DE INSTALACIONES RESIDENCIALES DE GAS NATURAL				
REGION GEOGRAFICA	1999	2000	2001	2002
Costa Atlántica	659759	687609	708953	724177
Oriente	1062447	1237077	1375356	1482521
Centro	120405	167782	200808	227734
Pacífica	105321	180675	263624	336487
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>1947932</b>	<b>2273143</b>	<b>2548741</b>	<b>2770919</b>

## Comportamiento del Consumo

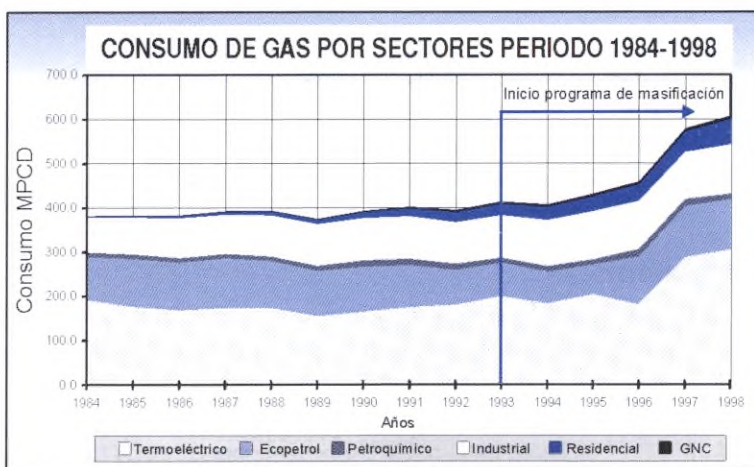
Actualmente se está consumiendo gas natural en los sectores residencial (calentamiento de agua y cocción), comercial, industrial, transporte, Ecopetrol, Petroquímico y generación eléctrica.

En la siguiente tabla se observa la evolución del consumo de gas natural en los diferentes sectores desde 1984.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES (MPCD)															
Sectores	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Termoeléctrico	191,8	176,6	168,7	173,7	173,8	155,1	164,8	175,3	180,5	199,4	182,6	203,4	180,3	286,5	303,9
Ecopetrol	97,5	108,6	108,1	112,8	106,7	102,9	102,5	95,5	79,3	77,0	72,9	68,1	109,3	117,3	115,8
Petroquímico	10,7	10,7	10,2	9,9	10,1	11,3	14,4	14,3	13,6	10,7	12,2	11,5	16,4	15,6	11,7
Industrial	78,5	82,2	90,0	87,8	92,5	93,2	94,6	95,0	93,3	95,4	103,6	107,9	108,1	104,9	109,9
Residencial	2,5	3,7	5,5	7,1	9,6	11,0	14,2	19,0	24,1	26,8	30,8	35,3	38,9	48,4	59,7
GNC	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,8	1,7	2,6	3,6	4,2	4,4	4,9	5,6	5,9	6,0
TOTAL	381,1	381,8	382,4	391,6	393,0	374,3	392,2	401,7	394,3	413,5	406,6	431,1	458,6	578,6	607,1

Fuente ECP

Después de 7 años de aprobación del Plan de Masificación del Gas, a pesar de los inconvenientes en el área regulatoria, es una realidad en regiones como la Costa Atlántica, donde la cobertura residencial urbana alcanza niveles cercanos al 60%.



Fuente: ECP

En el centro del país como Santander, Huila y el Piedemonte, el aumento de instalaciones domiciliarias se viene incrementando,

## La Cadena del Gas Natural

aunque existen restricciones de suministro por la falta de disponibilidad, aún, de infraestructura de transporte y construcción de redes de distribución.

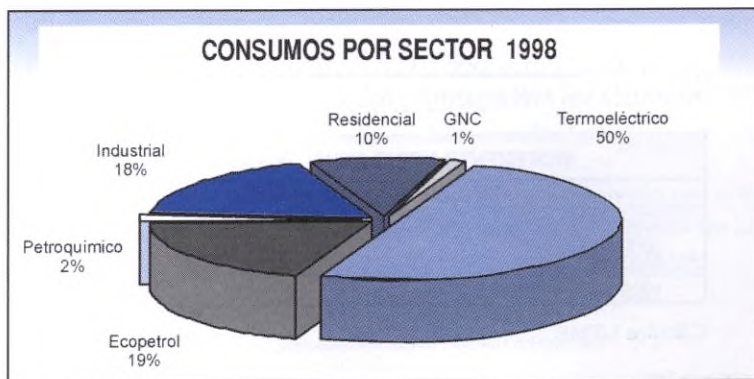
En términos generales la penetración del gas natural en el sector residencial alcanza sus mayores logros en 1996, al superar las metas establecidas, en la Costa y en el área de influencia de Bogotá. La ejecución del programa de instalaciones, ha permitido incrementar la participación del sector residencial en la estructura de consumo de gas en el país al pasar del 6.48% en 1993 al 8.46% en 1996 y posteriormente al 17.8% en 1998.

En los actuales momentos de expectativa frente al suministro esperado de energía eléctrica, la componente térmica de generación con gas natural, se convierte en un elemento estratégico para que exista un abastecimiento pleno y confiable de energía en el país, mediante proyectos que se han venido consolidando en la medida en que se ha desarrollado la red nacional de gasoductos.

El sector eléctrico actualmente representa el 50% frente al 39.32% de 1996, notándose un gran incremento originado por la entrada de nuevas plantas de generación con gas para contrarrestar el fenómeno del pacífico.

Debido a las características de producción del gas natural que no permiten su almacenamiento en grandes volúmenes a costos racionales, la oferta es igual a la demanda. Esta última se realiza en los sectores residencial, petroquímico, industrial, refinería, termoeléctrico y de transporte.

Para efectos de análisis se ha realizado una proyección del consumo de gas natural hasta el año 2010, con los siguientes supuestos básicos: Incremento de la demanda de energía eléctrica del 4% anual, entrada en operación de los proyectos de generación incluidos en el Plan de Expansión, ejecución de la red troncal de transporte.



### Demanda Proyectada

Para la proyección de la evolución de la demanda hasta el 2010 para los sectores: residencial, industrial, comercial y servicios, gas natural vehicular y Ecopetrol, se presentan a continuación los resultados para el caso base.

DEMANDA DE GAS NATURAL-MPCD Caso Base <sup>22</sup>					
AÑO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COM-SERV	GNV	ECP
1998	46,7	125,4	7,6	7,0	108,5
1999	55,0	141,3	9,0	14,2	118,8
2000	63,3	150,0	9,6	40,7	120,7
2001	68,8	161,0	10,5	69,3	120,5
2002	74,9	173,3	11,5	93,3	120,3
2003	81,8	186,9	12,7	113,9	120,1
2004	89,7	202,1	14,0	131,9	119,9
2005	98,7	219,1	15,5	148,0	119,7
2006	103,5	227,8	17,1	162,3	119,4
2007	108,6	236,8	18,9	175,4	119,1
2008	114,0	246,1	20,9	187,5	118,7
2009	119,7	255,9	23,1	199,3	118,4
2010	125,7	266,0	25,6	211,5	118,1

Cálculos UPME

Se esperan crecimientos moderados en la mayoría de los sectores salvo en el de GNV donde para el período 1998-2000 se espera un crecimiento alto, pero del 2000 al 2005 se desacelerará, proyectándose un crecimiento medio anual del orden del 32,8% entre 1998 y el 2005.

INCREMENTO MEDIO ANUAL A ESCALA NACIONAL						
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COM-SERV	GNV	ECP	TOTAL
1998/2000	16,4%	9,4%	12,3%	140,4%	3,9%	9,6%
2000/2005	9,3%	7,9%	10,1%	29,5%	-0,2%	6,9%
2005/2010	5,0%	4,0%	10,5%	7,4%	-0,3%	5,3%
1998/2005	8,6%	6,5%	10,6%	32,8%	0,5%	6,7%

Cálculos UPME

Si analizamos por zonas encontramos en el caso de la Costa Atlántica un crecimiento propio de un mercado desarrollado.

INCREMENTO MEDIO ANUAL PARA LA COSTA ATLANTICA				
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COM-SERV	ECP
1998/2000	2,3%	3,5%	3,3%	-0,2%
2000/2005	2,8%	4,3%	7,3%	-0,2%
2005/2010	2,7%	3,8%	7,3%	-0,3%
1998/2005	2,7%	4,0%	6,6%	-0,2%

Cálculos UPME

En el caso del Interior se esperan crecimientos propios de un mercado en desarrollo, especialmente por la ampliación del cubrimiento del suministro a la zona occidental del país.

INCREMENTO MEDIO ANUAL PARA EL INTERIOR				
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COM-SERV	ECP
1998/2000	27,0%	30,7%	20,3%	6,1%
2000/2005	12,2%	15,4%	11,8%	-0,2%
2005/2010	5,7%	4,1%	12,2%	-0,3%
1998/2005	11,7%	12,9%	13,4%	0,8%

Cálculos UPME

La disminución en la demanda de gas por parte de Ecopetrol se debe entre otras cosas a un incremento en la eficiencia de los procesos, que provoca un menor requerimiento de gas.

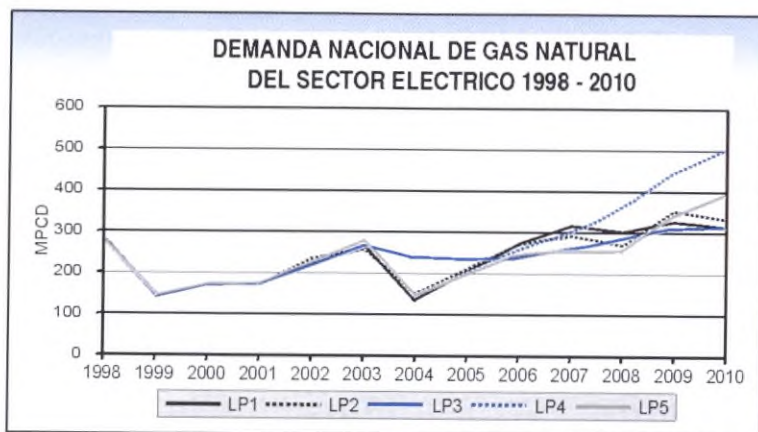
Para el sector eléctrico<sup>23</sup> se analizan dos períodos 1998-2002 y 2002- 2010. Para el primer período se contempla una reducción en el consumo de gas en el sector, debido a simulaciones estocásticas con alta hidrología, por lo que la generación con térmicas a gas se reduciría, una segunda variable a contemplar es el hecho de que los proyectos contemplados en el plan de expansión del sector están encaminados a mejorar la eficiencia de las plantas existentes, como por ejemplo mediante la instalación de ciclos combinados o el cierre de ciclos en las plantas existentes de ciclo abierto, los cuales pueden producir más energía sin incrementar el consumo de gas.

Para el segundo periodo se observa un incremento y posterior disminución en el consumo de gas producto de la simulación de un fenómeno del niño, posteriormente se observa un incremento paulatino debido a las simulaciones estocásticas que consideran la posibilidad de la entrada en operación de nuevas plantas de generación.

En la gráfica se puede observar el comportamiento del consumo de gas para el periodo 1998-2010 para las estrategias de largo plazo del sector eléctrico (LP1 a LP5).

23 Para mayor detalle ver: Plan de expansión generación-transmisión 1998-2010. UPME. 1999





La participación de los diferentes sectores de demanda varía durante el período de análisis, así tomando en cuenta la participación del sector eléctrico con dos estrategias (LP3 y LP4) se tiene para los años 1998, 2004 (punto donde se espera la mayor variación) y 2010:

PARA LA ESTRATEGIA DEL SECTOR ELÉCTRICO LP3.			
Sector	1998	2004	2010
Residencial	8,0%	11,0%	11,7%
Industrial	21,5%	24,9%	24,7%
Comercial	1,3%	1,7%	2,4%
Servicios			
Transporte	1,2%	16,2%	19,7%
Ecopetrol	18,6%	14,8%	11,0%
Eléctrico	49,4%	31,4%	30,5%

Cálculos UPME

PARA LA ESTRATEGIA DEL SECTOR ELÉCTRICO LP4.			
Sector	1998	2004	2010
Residencial	8,0%	12,3%	10,0%
Industrial	21,5%	27,7%	21,2%
Comercial	1,3%	1,9%	2,0%
Servicios			
Transporte	1,2%	18,1%	16,9%
Ecopetrol	18,6%	16,4%	9,4%
Eléctrico	49,4%	23,5%	40,3%

Cálculos UPME

Es de anotar el alto crecimiento de la participación de los sectores de transporte o Gas Natural vehicular- GNV , lo mismo que el de los sectores industrial y residencial. Con la correspondiente reducción en la participación del sector eléctrico.

## COSTOS PARA PRINCIPALES PUNTOS DE SUMINISTRO

Basados en los costos de las diferentes opciones de suministro de gas, desde diferentes campos, para el segundo semestre de 1998, y teniendo en cuenta los cargos por transporte planteados en la sección de transporte se tiene:

COSTOS PARA PRINCIPALES PUNTOS DE SUMINISTRO			
US/KPC	Campo		
	Opón	Cusiana	Ballenas
Cali	2.035	1.858	2.481
Bogotá	1.948	1.771	2.394
Medellín	1.968	1.791	2.414
Vasconia	1.511	1.335	1.958
Sebastopol	1.398	1.221	1.844
Bucaramanga	1.659	1.482	2.105

Cálculo: UPME, precios corrientes, con cargo de estampilla a 1999.

## TARIFAS DE GAS NATURAL

El mercado del gas natural al igual que el del sector eléctrico, se compone de dos tipos de usuarios, los no regulados y los regulados. Los usuarios no regulados son aquellos que detentan una demanda máxima superior 500 KPCD nivel que disminuirá a 100 KPCD a partir del 2002, a 50 KPCD desde el 2004 y 30 KPCD a partir del 2006.

Estos usuarios pueden negociar libremente los precios de suministro con un productor, pagando los correspondientes cargos de transporte y distribución, observando que si el destino del gas es diferente de la generación eléctrica, como materia prima para usos petroquímicos o consumo residencial en los estratos 1 al 3, debe adicionársele la contribución al Fondo de Solidaridad.

Cuando los usuarios son regulados es decir su consumo es inferior a 500 KPCD, como los residenciales, comerciales y pequeños industriales, la tarifa de venta para estos es establecida por la CREG.

Las empresas distribuidoras de gas natural, aquellas que operan redes urbanas deben someterse a la fórmula tarifaria establecida por CREG para 5 años, con el fin de determinar el Dt (Carga promedio máximo de distribución) correspondiente, buscando asegurar que en cualquier año la tarifa promedio por unidad de gas sea igual al cargo promedio máximo por unidad (Mst).

Con base en la información presentada por cada una de las empresas distribuidoras se calculó el Dt, utilizando la metodolo-

## La Cadena del Gas Natural

gía de costo medio de largo plazo. De donde se obtuvieron los siguientes valores para las empresas distribuidoras, a precios de 1996, y reconociendo una rentabilidad del 14% antes de impuestos. El proceso de ajuste se realiza con el IPC.

TARIFAS DE GAS NATURAL		
EMPRESA	DT \$/m <sup>3</sup> 1998	RESOLUCIÓN
Gases del Caribe	152,29	119/96
Gasorient	137,10	125/96
Surtigas	166,97	120/96
Gas Natural	166,20	079/96
Alcanos del Huila	176,33	109/96
Llanogas	159,74	108/96
Metrogas	137,00	101/96
Gases de B/bemeja	166,45	107/96
Gases de la Guajira	198,90	122/96
Gases del Oriente	166,89	110/96
Gases del Cusiana	203,11	011/97
Gases de Occidente	147,16	010/98
Gasnacer	233,51	078/96
EEPPM	100,52	075/98

Fuente: CREG

Para los usuarios que son objeto de contribución, se estableció un proceso de ajuste de los factores de contribución que en el caso de estrato 5 es del 60% y estrato 6 del 68% así:

AJUSTE DE FACTORES DE CONTRIBUCION				
ESTRATO	1998	1999	2000	2001 y siguientes
Estrato 5	35%	30%	25%	20%
Estrato 6	50%	40%	30%	20%

Fuente CREG

Igualmente, para alcanzar los niveles de subsidios autorizados por ley iguales a 50% para estrato 1 y 40% para estrato 2, la CREG estableció un programa de desmonte de los excedentes sobre los subsidios de la siguiente forma:

DESMONTE SOBRE EXCEDENTES DE SUBSIDIOS			
ESTRATO	1998	1999	2000
Estrato 1	25%	35%	25%
Estrato 2	25%	35%	25%
Estrato 3	5%	-	-

Fuente CREG

Es importante resaltar que los usuarios de gas natural, pertenecientes a los estratos 3 y 4, no serán objeto de subsidios, a la vez que quedan exentos del pago de contribución. Igualmente en ningún caso se otorgará subsidio a los consumos superiores al consumo básico (20 M<sup>3</sup>).

Por otro lado, para los usuarios industriales y comerciales se estableció un 8.9% de factor de contribución de solidaridad, dado que dichos usuarios venían pagando este excedente como parte de su tarifa antes de la vigencia de la Ley 142/94.



# La Regulación en Gas

Colombia, al igual que muchos países, ha introducido importantes reformas estructurales y económicas en procura de crear condiciones que permitan lograr un mayor crecimiento económico y un mejoramiento en la calidad de vida de la población. Desde este punto de vista, el Estado deberá concentrarse en las funciones de orden normativo, regulatorio y de control, y ceder a la iniciativa privada las actividades de orden empresarial. La industria de gas se inscribe en estos cambios.

En lo que respecta a la regulación técnica y económica se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas **CREG**, quién tiene como objetivo asegurar una oferta energética eficiente y condiciones de prestación del servicio que contribuyan al bienestar de los usuarios. Para lograr lo anterior se debe promover y preservar la libre competencia cuando ello sea posible y fijar normas para evitar abusos de carácter monopólico u oligopólico. Buscado replicar las condiciones de un mercado competitivo para la prestación de los servicios.

Con referencia a la cadena del Gas Natural no se cuenta aún con un marco legal-regulatorio específico. Los fundamentos legales en los que la **CREG** está apoyando su tarea reglamentaria (resoluciones) se derivan de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142/94) que solo incluye algunos artículos específicos relativos al gas combustible. Atendiendo a su objetivo principal, esta ley encuentra sus disposiciones a las actividades de distribución al sector residencial, refiriéndose a otras etapas de las actividades de los servicios públicos sólo de manera marginal y en la medida en que resulte relevante para el mencionado objeto.

Dentro de este marco tenemos la regulación que se estableció sobre separación de actividades y límites a la integración horizontal y vertical de las empresas prestadoras, siguiendo los lineamientos fundamentales descritos para la energía eléctrica.

La producción, por razones constitucionales<sup>23</sup> se realiza por contrato, lo que conduce a un oligopolio legal entre **ECOPETROL** en todos y cada uno de los campos y un Asociado, usualmente una empresa multinacional. De otro lado, por razones naturales obvias la localización de los pozos no es flexible. La Ley 142 no se ocupa de la actividad de producción como tal, sino de la comercialización, vale decir desde que el gas está en boca de pozo.

Respecto a la integración horizontal la regulación ha establecido lo siguiente:

- Sobre la propiedad de empresas de generación de electricidad utilizando como combustible el gas natural, los productores no pueden ser dueños de más de un 25% de las acciones, pero pueden transitoriamente poseer hasta el 50%, en plantas que entren a operar antes del 2 de noviembre del 2000, con la obligación de disminuir su porcentaje al 25%, al cabo de los cinco años de operación de cada planta. Los transportadores tienen la misma restricción del 25% de las acciones, si se trata de plantas atendidas por su propio gasoducto.

La **CREG** impuso límites a la integración vertical así:

- Los transportadores no pueden tener más del 25% de las acciones de una distribuidora, comercializadora o de un gran consumidor; ni puede suscribir contratos con distribuidoras o comercializadoras para compartir utilidades, reducir costos o mitigar riesgos.
- Los productores, distribuidores y las comercializadores no pueden tener interés económicos en una transportadora, lo que significa que no pueden ser propietarios del más del 25% de las acciones de una transportadora, ni pactar estatutaria o contractualmente mecanismos que les permitan una influencia determinante en la fijación de los precios y demás condiciones de los servicios ofrecidos por el transportador; ni pueden otorgarles créditos en condiciones más favorables que las prevaletientes en el mercado.
- Ningún productor de gas podrá ser propietario de más del 20% de una distribuidora; y si varios productores son accionistas, no podrán tener, en conjunto, más del 30% de las acciones.
- Estas restricciones no se aplican a las empresas constituidas al momento de entrar en vigencia la Ley 142, pero deberán llevar contabilidades claramente separadas por actividad. En el caso de **ECOPETROL**, se le ordenó enajenar las acciones en las

<sup>23</sup> El subsuelo es propiedad de la Nación y solamente puede explotarse por el Estado o por contratos con éste o una entidad suya.

distribuidoras/comercializadoras antes del 31 de diciembre de 1997 y ya se cumplió este proceso.

En cuanto a la participación en el mercado, en 1998 se impusieron los siguientes límites:

- Al comenzar el año 2015, ningún distribuidor podrá atender a más del 30% de los consumidores conectados a las redes locales del país. Si alguna empresa, en la actualidad, excede ese límite no podrá adquirir acciones o llegar a controlar empresas distribuidoras existentes o nuevas. Para calcular el límite, se aplicarán los criterios de vinculación económica, lo que significa que los consumidores de un distribuidor son, no solamente los que él mismo atiende, sino los que sirven las empresas que él controla accionariamente (más del 50%), o por otros medios (convenios estatutarios por ejemplo, que le otorgan más poderes decisorios que los que la proporción en el capital le otorgan). Además, la CREG invoca de manera expresa el concepto de «beneficiario real», lo que le permite, en cualquier momento, determinar que una cierta relación entre empresas contradice las limitaciones señaladas, aunque en apariencia no sea así.
- Ningún comercializador, por sí mismo o a través de empresas que él controle, puede vender más del 25% del volumen transado en el país. Pero cuando se trate de ventas a empresas generadoras a gas natural y los suministros de ese producto cuando sea materia prima para la industria petroquímica, no hay limitación.
- La comercialización conjunta por parte de ECOPETROL y sus Asociados terminará el 12 de Septiembre del 2000, cuando tendrán que venderse por separado los volúmenes de gas de cada productor. La regla se aplica tanto para el gas extraído dentro del mismo contrato de asociación como para los que correspondan a contratos distintos, lo que significa que ECOPETROL tendrá que poner en venta por separado los volúmenes que le corresponden de cada campo.

Con respecto a los consumidores tenemos que se los clasifica en no regulados<sup>25</sup> y regulados. Estos últimos son atendidos por empresas a las cuales se les dio una concesión o se les adjudicó un área de servicio exclusivo, mediante un proceso licitatorio. La diferencia principal se da en que a partir del 11 de Julio de 1994, cuando se expidió la Ley de Servicios Públicos, se definieron las segundas, donde hay obligaciones muy claras sobre oferta de servicio con redes que permitan cubrimiento a todos los usuarios de estratos 1, 2 y 3.

<sup>25</sup> Hoy en día definidos como quienes consumen más de 500.000 MBTU.

## La Cadena del Gas Natural





**Ministerio de Minas y Energía**  
**BIBLIOTECA**

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000120

BIBLIOTECA

La cadena del gas natural en  
Colombia : aspectos físicos  
actualización 99 / Ministerio de  
Minas y Energía, Unidad de  
Planeación Minero Energética

333.809861 C718ade Ej.1

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

# LA CADENA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

ASPECTOS FÍSICOS

ACTUALIZACION 99

"Los chinos son verdaderos pioneros en la utilización del gas natural como fuente de energía pues desarrollaron sus mercados hace más de 2000 años, mientras que Norteamérica tuvo que esperar hasta finales del siglo pasado para hacerlo. En la antigua Unión Soviética el gas natural se volvió una significativa fuente de energía en los 40, mientras que en Europa occidental la industria del gas natural empezó en pequeña escala durante los 50 con Italia y Francia, aunque en los libros de Sherlock Holmes se hace referencia a faroles a gas que alumbraban las noches londinenses de la época Victoriana. En Colombia, esta historia se inicia en la segunda mitad de la década de los 70: El país dejaba de autoabastecerse de petróleo y se volvía importador de crudo y gasolina justo cuando explotaba la crisis petrolera, pero simultáneamente se descubría un gran campo de gas en la Guajira que ofrecía al país una ventana para sortear la crisis energética de aquel entonces."



Av. 40A No.13 - 09 Piso 5 Edificio UGI Tels: 288 7432 /38 /48 Fax: 288 7419  
Email: [info@correo.upme.gov.co](mailto:info@correo.upme.gov.co) - Internet: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)  
Santafé de Bogotá D.C.

333.  
C7