

**EFFECTOS DE LA REGULACIÓN SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE LOS
MERCADOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA**

**MARCELA LÓPEZ MORA
SOFÍA TERESA SALAZAR BENÍTEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Economistas**

**ASESOR
GUSTAVO ADOLFO LÓPEZ ÁLVAREZ**

**UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA
MEDELLÍN
2010**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	5
1. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	7
1.1 ANTECEDENTES.....	7
1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL	9
1.2.1 Exploración	9
1.2.2 Producción.....	10
1.2.3 Transporte.....	13
1.2.4 Distribución	14
2. MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	18
2.1 SEGÚN LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA	18
2.2 MARCO JURÍDICO.....	18
2.3 REGULACIÓN EN LAS ETAPAS PRODUCTIVAS.....	22
2.3.1 Regulación en la producción.....	22
2.3.2 Regulación en el transporte	25
2.3.3 Regulación en la distribución	28
3. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	31
3.1 MARCO CONCEPTUAL.....	31
3.2 PROBLEMAS DE INCENTIVOS A QUE DA LUGAR LA REGULACIÓN	31
3.2.1 Problemas en la producción	32
3.2.2 Problemas en el transporte.....	34
3.2.3 Problemas en la distribución.....	36
3.2.4 Incumplimiento de los contratos	36
3.2.5 Escasez de información	37
3.3 ANÁLISIS DEL RACIONAMIENTO DE GAS NATURAL	37
4. CONCLUSIONES	40
BIBLIOGRAFÍA	42
ANEXOS	47

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Estructura del sector de gas natural.....	9
Figura 1.2 Reservas de gas natural 2000-2008 (GPC).....	10
Figura 1.3 Campos de producción y SNT.....	10
Figura 1.4 Campos de producción (2008).....	11
Figura 1.5 Suministro de gas natural (2008).....	12
Figura 1.6 Potencial de Producción 2009-2018.....	12
Figura 1.7 Sistema Nacional de Transporte.....	13
Figura. 1.8 Cobertura efectiva de gas natural (2008).....	15
Figura 1.9 Proyección demanda 2009-2018 (MPCD).....	17
Figura 2.1 Estructura institucional sector de gas natural.....	19
Figura 2.2 Evolución de la normatividad de gas natural (1991-2005).....	22
Figura 3.1 Situación de la concentración de oferta.....	34
Figura 3.2 Consumo de gas natural por sectores (GBTU/D).....	38
Figura 3.3 Generación Hidráulica – Generación Térmica (GWh).....	38
Figura 3.4 Consumo de gas natural por regiones (GBTU/D).....	39

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Principales agentes en la etapa de producción (2008)	13
Tabla 1.2 Clasificación empresas transportadoras (2008)	14
Tabla 1.3 Principales agentes en la etapa de distribución (2009)	15
Tabla 1.4 Consumo de gas natural por sectores (MPCD)	16
Tabla 2.1 Cuadro comparativo sector de gas natural antes y después de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios de 1994	20
Tabla 2.2 Áreas de Servicio Exclusivo	30
Tabla 3.1 Oferta de Gas natural (Enero de 2009)	33
Tabla B.1 Cargos máximos por entrada Sistema de Transporte del Interior	48
Tabla B.2 Cargos máximos por salida Sistema de Transporte del Interior	48
Tabla B.3 Cargos máximos Sistema de transporte Zona Centro	49
Tabla B.4 Cargos Máximos Sistema de transporte Zona Sur	49

INTRODUCCIÓN

El desarrollo y la consolidación del sector de gas natural en Colombia es reciente y ha cobrado mayor fuerza en los últimos años debido a la importancia de este hidrocarburo como fuente alternativa en la generación eléctrica, gracias al menor costo y al efecto menos contaminante que produce en el ambiente.

Este desarrollo comienza a partir de la década de los noventa, especialmente con la expedición de la ley de Servicios Públicos Domiciliarios, ley 142 de 1994, que ratificó el servicio de gas natural como servicio público y que reformó el sector, permitiendo más participación de los agentes privados y descentralizando las funciones de regulación, control y supervisión por medio de la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Así mismo, separó verticalmente las actividades de producción, comercialización, transporte y distribución, y garantizó la libre competencia para todos los competidores y la resistencia a la formación de monopolios por parte de una empresa en todas las etapas productivas.

Con el paso de los años las condiciones del sector han ido cambiando y a pesar de que el gas natural ha ganado importancia en diversos sectores de la economía, existen tanto fallas de mercado como de regulación que no permiten el buen funcionamiento de los mercados de gas y que hacen necesaria una revisión de la normatividad vigente para el sector.

De esta forma, el objetivo de esta monografía es analizar los posibles problemas presentados en la regulación que pueden estar afectando el funcionamiento de los mercados de gas natural en Colombia.

La metodología empleada en el desarrollo de este documento consiste en un análisis cualitativo del sector de gas natural, pues la información disponible para el público es reducida y no existen datos suficientes para realizar un ejercicio de modelación. Para efectuar este análisis, se realizó una revisión bibliográfica teniendo en cuenta estudios previos referentes a los mercados de gas y su funcionamiento, además de una revisión de los decretos y resoluciones más importantes expedidos por las entidades encargadas de regular el sector en el país.

La investigación muestra como resultado que sí existen fallos en el mercado agravados por fallos en la regulación del sector. En la etapa de exploración y producción no hay incentivos a la inversión en exploración de nuevos campos de gas, debido a la pequeña demanda interna incapaz de motivar estas inversiones, y a la falta de focalización del sector hacia un mercado externo. Igualmente, se analiza la alta concentración del mercado en manos de la empresa estatal Ecopetrol y Chevron, empresa con la que tiene un contrato de asociación.

En la etapa de transporte se identifican problemas en la remuneración de los transportadores, quienes asumen todo el riesgo de demanda dado que se les remunera por volumen de gas transportado y no se generan incentivos para invertir en la ampliación de la capacidad de transporte. Por último, se analiza la etapa de distribución, especialmente el método de canasta de tarifas, y se resuelve que es una etapa con una regulación pertinente.

La monografía se divide en tres capítulos, en el primero se ilustra la situación actual del sector de gas natural en Colombia identificando las principales variables y agentes que participan en las etapas de producción, transporte y distribución del recurso. En el segundo capítulo, se realiza una revisión general del marco regulatorio que rige al sector y en el tercero se mencionan algunos de los incentivos que la regulación está generando a la conducta de los agentes y que determinan el funcionamiento de los mercados de gas. Por último se esbozan algunas conclusiones.

1. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

1.1 ANTECEDENTES

La utilización del gas natural en Colombia se inicia a partir del descubrimiento de los campos de gas en Santander en la primera mitad del siglo XX, pero es sólo hasta 1961 con la Ley 10 del 16 de marzo de ese año que comenzó a crearse una legislación sobre el tema, al establecer en su artículo 14 que “Todo explotador de petróleos de propiedad privada o nacional, está en la obligación de evitar el desperdicio del gas producido, bien aprovechándolo industrialmente, o confinándolo a los yacimientos para su utilización futura, o como fuente de energía para la máxima recuperación final de las reservas de petróleo”. Ley que luego se ratificó en el Decreto 1873 de 1973.

En 1986, el Consejo Nacional de Política Económica y Social –Conpes- estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado *Programa de gas para el cambio*, cuyos resultados sólo comenzaron a verse en 1989 con el descubrimiento del campo de Cusiana en el piedemonte llanero, pues con éste se aseguraba una reserva del hidrocarburo de aproximadamente 20 años.

Hacia 1991 se aprobó el *Programa para la masificación del consumo de gas*, gracias al estudio adelantado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, en el cual se identificaron los principales proyectos del plan de masificación de gas. En este estudio se plantearon las características que consideraban a los particulares en la construcción de gasoductos troncales mediante el esquema de concesión. (Guerrero y Llano, 2002)

Al año siguiente, y como consecuencia del desarrollo del sector minero-energético, se expidieron los llamados decretos de modernización del Estado¹, entre los que se encuentra el decreto 2119 de 1992 por el cual se reestructuró el Ministerio de Minas y Energía –MME-, se creó la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME- y la Comisión de Regulación Energética –CRE-.

En 1993 se confirmaron los hallazgos de los campos de Cupiagua (Casanare) y Güepajé (Sucre), por lo que el gobierno empezó a fomentar la oferta y la demanda del gas y a dirigir la masificación del mismo, hechos plasmados por el Conpes en el *Plan de gas: estrategias para el desarrollo del programa de gas*.

En el mismo año se expidió el Decreto 408 de marzo 3, el cual contempló la conformación de un sistema de transporte de gas natural, donde Ecopetrol adelantaría, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos utilizando esquemas de BOMT -siglas en inglés del esquema de financiación en donde un inversionista privado Construye (B), Opera (O), Mantiene (M) y Transfiere (T)- para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país.

¹ Fueron expedidos 61 decretos en desarrollo de un artículo de la Constitución Política de 1991.

Como resultado de la Constitución Política de 1991, se aprobó en 1994 la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios, la cual entre otras reformas convirtió la producción, comercialización, transporte y distribución de gas en servicios públicos domiciliarios, permitió la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD-.

Un año después entró en operación el gasoducto Ballena-Barrancabermeja que permitió enviar gas desde la Guajira hacia el interior del país y en 1996 se creó Naturgas, entidad gremial conformada por las empresas productoras, transportadoras, distribuidoras y comercializadoras de gas natural en Colombia.

Mediante la Ley 401 de 1997, se separó la actividad de transporte de gas de Ecopetrol y se creó la Empresa Colombiana de Gas –Ecogas-, empresa industrial y comercial del Estado, cuyo objetivo era administrar, controlar, operar y explotar comercialmente los sistemas de gasoductos en el interior del país; empresa que luego se transformó en la Transportadora de Gas del Interior –TGI- cuando la Empresa de Energía de Bogotá compró su mayoría accionaria en 2006 (Ecopetrol, 2010).

Con la ley 788 de 2002, el Gobierno impuso varias medidas con el objetivo de incentivar el uso del Gas Natural Vehicular –GNV- en el país, como la exención del IVA sobre los equipos de conversión, el desmonte de subsidios a la gasolina y el diesel, el impulso a reglamentos sectoriales y la creación de un programa para el desarrollo de esta industria (Vaca, 2009).

En el 2003 se realizó el descubrimiento de reservas de gas natural en el campo Gibraltar, ubicado entre los departamentos de Boyacá y Norte de Santander, y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH-, autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país. La ANH adquirió de Ecopetrol la labor de administrar y regular estos recursos, lo cual generó mayor confianza en los inversionistas tanto nacionales como extranjeros y posicionó a Colombia como un país atractivo para la exploración y explotación de hidrocarburos (ANH, 2010). En ese mismo año, el gobierno lanzó el plan *Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia*.

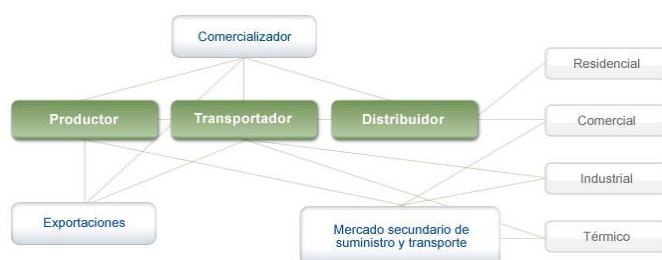
En el año 2004 se institucionalizó el Nuevo Contrato petrolero que dio vida a nuevas normas para los subsectores de gas natural y petróleo y se introdujeron aspectos claves de competencia y eficiencia (Otero, 2007).

El último acontecimiento que cabe resaltar en el sector de gas natural, fue el racionamiento declarado por el MME en septiembre de 2009, que sacó a la luz pública varios de los problemas que enfrenta este sector desde hace varios años y que aún no han sido resueltos; tema que se tratará con mayor profundidad en el tercer capítulo del presente documento.

1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

La cadena de valor del gas natural se refiere a cada una de las etapas por las cuales pasa el tratamiento de este hidrocarburo para llegar al usuario final. El proceso del gas natural puede sintetizarse en cinco etapas principales: Exploración, Producción, Transporte, Distribución y Comercialización. (Ver Figura 1.1) Este trabajo profundiza en el estudio de las etapas de Producción, Transporte y Distribución, pues brindan los elementos necesarios para el análisis teórico que se realizará posteriormente.

Figura 1.1 Estructura del sector de gas natural



Fuente: CREG, 2010

1.2.1 Exploración

La exploración es la actividad que permite identificar y localizar áreas que por sus características especiales pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos. Si luego de esta etapa se concluye que las posibilidades de existencia del gas natural son altas, se prosigue con la perforación.

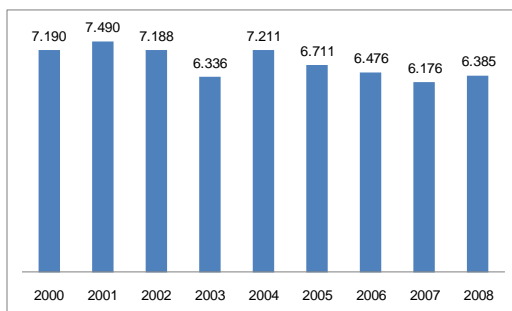
Según cifras presentadas por Promigas (2009) en el *Informe Sectorial 2008: Colombia y el Sector Gas Natural en América Latina*, durante ese año la inversión en la actividad exploratoria llegó a cerca de 400 millones de dólares con un total de 59 contratos exploratorios. Así mismo, se logró superar la meta establecida por el Gobierno en el Plan Nacional de Desarrollo 2006–2010 de 120 contratos exploratorios durante el período, pues el acumulado a esta fecha era de 125 contratos.

En cuanto a las reservas, a diciembre 31 de 2008, el país contaba con 6.385 Giga Pies Cúbicos –GPC- de reservas de gas natural, un incremento de 3% frente a 2007. Del total de reservas a 2008, 4.383 GPC correspondían a reservas probadas y 2.000 GPC a reservas no probadas. Por su parte, los volúmenes de producción y suministro de gas natural durante el mismo año fueron de 1.182 GPC y 319 GPC respectivamente, cifras que al compararse con la cantidad de reservas, sugieren que éstas serán suficientes durante algunos años para atender la demanda nacional de gas. (UPME, 2009).

El mayor porcentaje de las reservas está concentrado en los dos campos principales del país: Chuchupa-Ballena en la Guajira con 2.618 GPC y Cusiana-Cupiagua en los Llanos Orientales con 2.426 GPC.

La evolución de las reservas en Colombia desde el año 2000 ha sido relativamente estable (Ver Figura 1.2), aunque muestra un decrecimiento a partir de 2005, ligeramente revertido en el último año gracias al aumento de las reservas en los campos con poca participación en el total nacional.

Figura 1.2 Reservas de gas natural 2000-2008 (GPC)



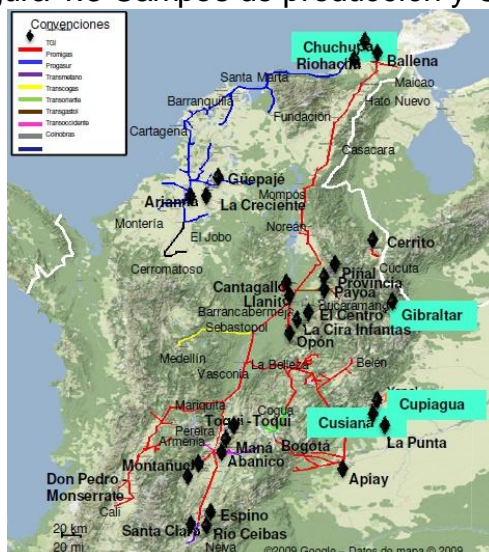
Fuente: Promigas, 2009

1.2.2 Producción

La producción es el proceso mediante el cual se realiza la extracción del gas de acuerdo con las características propias de cada yacimiento. El gas se puede encontrar en dos estados diferentes: gas asociado, que es la combinación de gas y petróleo, o gas libre.

Los campos de producción conectados al Sistema Nacional de Transporte² – SNT-, se agrupan según la UPME (2009), de acuerdo a su ubicación geográfica de la siguiente manera (Ver Figura 1.3):

Figura 1.3 Campos de producción y SNT



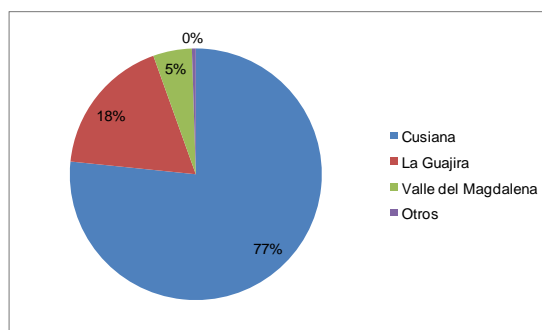
Fuente: Ecopetrol, 2010

² Conjunto de tuberías por las cuales es transportado el gas desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo.

- Guajira: Campos Chuchupa y Ballena.
- Cusiana: Campos Cusiana y Cupiagua.
- Gibraltar.
- La Creciente-Guepajé.
- Provincia-Payoa.
- Campos del Sur: Campos Montañuelo, Abanico, Ventilador, Toqui-Toqui, Maná, Don Pedro, Monserrate, Santa Clara, Tenay, Rio Ceibas y Guaduas.
- Campos del Magdalena Medio: Campos Opón, Lisama, Yariguí, Cantagallo, Gala, Llanito, y Cira Infantas.

Se considera que el sector de gas natural en Colombia es básicamente duopólico en producción pues este recurso proviene en su mayoría de los pozos de la Guajira y Cusiana. A 2008 de acuerdo a cifras de Promigas (2009), la producción de gas natural fue de 1.182 GPC, de los cuales los campos de Cusiana fueron responsables de 913 GPC y los campos de la Guajira de 208 GPC. (Ver Figura 1.4)

Figura 1.4 Campos de producción (2008)



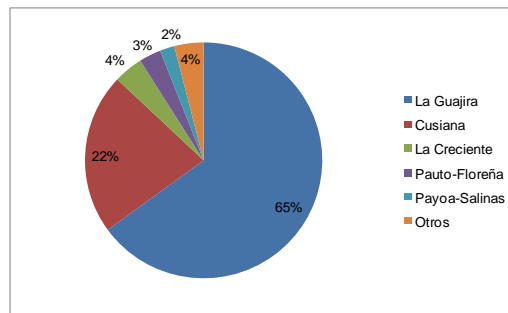
Fuente: Promigas, 2009

Por su parte, el suministro³ a 2008 fue de 874 MPCD (equivalentes a 319 GPC), 569 MPCD provenientes de los campos de la Guajira y 194 MPCD de los campos de Cusiana (Ver Figura 1.5). Es importante resaltar el inicio de operaciones en el campo La Creciente en el departamento de Sucre con un aporte de 34 MPCD en 2008.

Los volúmenes de producción y suministro no son comparables, pues la mayor parte del gas obtenido en la producción es reinyectado en los yacimientos para mantener la recuperación de petróleo. De esta forma, aunque los campos de Cusiana son los que registran mayor producción de gas natural en el país, son los campos de la Guajira los que tienen mayor participación en el suministro para consumo interno.

³ Es necesario diferenciar entre producción y suministro. La primera incluye el gas quemado, el consumido en las operaciones, el enviado a las plantas y el entregado a los gasoductos; mientras que el segundo sólo hace referencia al gas entregado al gasoducto, que luego será destinado al consumo sectorial.

Figura 1.5 Suministro de gas natural (2008)

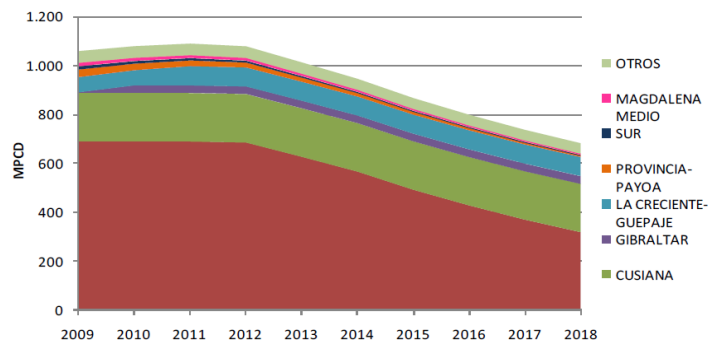


Fuente: Promigas, 2009

1.2.2.1 Potencial de producción

Según datos presentados por la UPME en el *Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural* (2009) la capacidad de producción de los campos conectados al SNT puede disminuir un 4,4% anual hasta 641 MPCD en el año 2018, debido principalmente a una reducción de 54% en los campos de la Guajira y de una caída de 78% en los campos productores del Sur. (Ver Figura 1.6)

Figura 1.6 Potencial de Producción 2009-2018



Fuente: UPME, 2009

1.2.2.2 Precios

Las características diferentes de los dos principales campos de producción, no sólo se observan en el gas que producen (Guajira: gas libre – Cusiana: gas asociado), sino también en la determinación de sus precios. El precio del gas de la Guajira se encuentra regulado según lo dispuesto en la Resolución CREG 119 de 2005, mientras que el precio del gas extraído de los campos de Cusiana se determina por las subastas del mercado.

1.2.2.3 Agentes que intervienen en la producción

A diciembre de 2008, la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH- tenía firmados contratos de Exploración y Producción con 34 empresas, las más representativas se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Principales agentes en la etapa de producción (2008)

Empresa	Descripción
Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleos
Chevron	Opera los campos de Chuchupa-Ballena
British Petroleum Exploration	Opera los campos de Cusiana-Cupiagua
Pacific Rubiales Energy	Opera el campo de La Creciente
Otras empresas	Petrobras Colombia, Meta Petroleum, Pluspetrol, ONGC Videsh, Korea National Oil, Hocol, Talisman Colombia, Lewis Energy, Golden Oil, Petrtesting, Petrolera Monterrico.

Fuente: Promigas, 2009

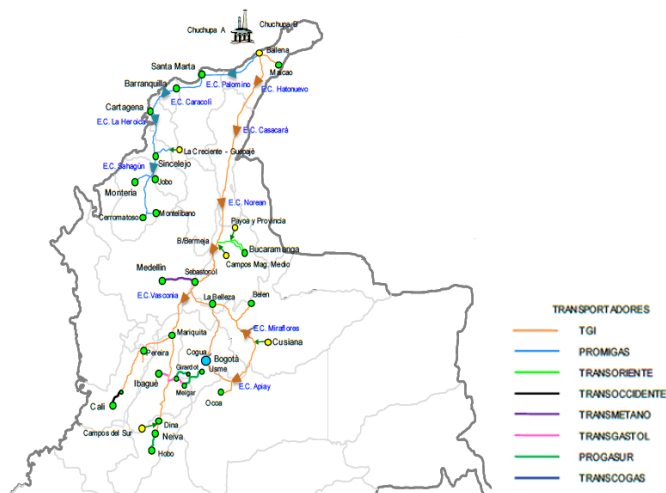
1.2.3 Transporte

Consiste en la conducción del gas natural a través de las tuberías del Sistema Nacional de Transporte –SNT- desde los campos de generación hasta las termoeléctricas o la entrada de las ciudades. Este transporte puede realizarse en dos estados diferentes: Gas Natural Comprimido –GNC- o Gas Natural Licuado –GNL-.

El SNT está formado por dos subsistemas principales que transportan cerca del 95% del gas que se moviliza en el interior del país, (UPME, 2009):

- Subsistema de la Costa Atlántica: Conformado por las líneas de Ballena-Barranquilla-Cartagena y Cerromatoso. Perteneciente a Promigas S.A.
- Subsistema del Interior: Conformado por las líneas de Ballena-Barrancabermeja-Vasconia, Cusiana-Apiay-Bogotá, Cusiana-La Belleza-Vasconia y Vasconia-Mariquita-Cali. Perteneciente a la Transportadora de Gas del Interior TGI S.A. ESP. (Ver Figura 1.7)

Figura 1.7 Sistema Nacional de Transporte



Fuente: UPME, 2009

Además, el SNT está formado por subsistemas más pequeños a través de los cuales se transporta el gas a diferentes regiones del país y que son operados por otras empresas transportadoras de menor tamaño, así:

Neiva-Hobo operado por Progasur, Yumbo-Cali por Transoccidente, Cogua-Bogotá por Transcogas, Payoa-Provincia-Bucaramanga operado por Transoriente, Sebastopol-Medellín por Transmetano y el subsistema Tolima operado por Transgastol.

A diciembre de 2008, la red de gasoductos del país llegó a 6.973 kilómetros, un incremento de 1% frente al año anterior, gracias a la construcción de 87 km nuevos reportados por Promigas. Así mismo, el volumen transportado a la fecha fue de 862 MPCD, un aumento de 1% respecto a los 850 MPCD transportados por el mismo número de empresas en 2007. (Promigas, 2009)

En la tabla 1.2 se muestra la clasificación según el número de kilómetros que posee en gasoductos cada una de las empresas transportadoras, así como el respectivo volumen de gas transportado durante 2008 y el porcentaje que representa cada uno en el total nacional.

Tabla 1.2 Clasificación empresas transportadoras (2008)

Transportador	Km	Porcentaje	MPCD	Porcentaje
Coinobras	18	0,26%	3	0,35%
Progasur	62	0,89%	2,1	0,24%
Promigas	2188	31,38%	294	34,11%
TGI	4205	60,30%	371	43,04%
Transcogas	126	1,81%	99	11,48%
Transgastol	51	0,73%	8	0,93%
Transmetano	155	2,22%	35	4,06%
Transoccidente	11	0,16%	36	4,18%
Transoriente	158	2,27%	13	1,51%
Total	6973	100%	862	100%

Fuente: Cálculo propio a partir de Promigas, 2009

1.2.4 Distribución

Consiste en la entrega del gas natural al usuario final a través de redes de distribución. El distribuidor recibe el gas en las Estaciones de Puerta de Ciudad⁴ y lo conduce por medio de su red hasta el consumidor final.

1.2.4.1 Cobertura

A diciembre de 2008 operaban en Colombia 30 empresas distribuidoras de gas natural (Ver Tabla 1.3), las cuales de acuerdo a cálculos de Promigas (2009) llegaron a 471 municipios, logrando un crecimiento de 12% con respecto a las 422 poblaciones atendidas en 2007. Así mismo, el número de usuarios de este servicio aumentó en 9% al pasar de 4.611.866 en 2007 a 5.015.381 en 2008.

⁴ Estación reguladora de la cual se desprende un sistema de distribución de gas combustible por redes.

Tabla 1.3 Principales agentes en la etapa de distribución (2009)

Empresa distribuidora	Departamentos atendidos	Usuarios aproximados
Alcanos de Colombia	Tolima, Huila y Cundinamarca	340.000
Empresas Públicas de Medellín	Antioquia	420.000
Gas Natural	Cundinamarca y Bogotá D.C.	1.540.000
Gases de Occidente	Valle del Cauca y Cauca	620.000
Gases del Caribe	Atlántico, Magdalena y César	600.000
Surtigas	Bolívar, Córdoba y Sucre	450.000
Otras empresas	Gases de la Guajira, Gases de Barrancabermeja, Gasoriente, Gases del Oriente, Gas Natural Cundiboyacense, Gas Natural del Cesar, Gas Natural del Centro, Gases del Quindío, Gas del Risaralda, Llanogas, Metrogas, Surtigas.	<300.000 c/u

Fuente: Promigas, 2009

Según la clasificación efectuada por Promigas (2009) los departamentos se pueden agrupar en regiones que permiten medir la cobertura y el consumo de gas natural (Ver Figura 1.8), así:

- Costa Caribe: Incluye los departamentos de Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
- Costa Pacífica: Incluye los departamentos de Cauca y Valle del Cauca.
- Eje Cafetero: Incluye los departamentos de Risaralda, Quindío, Caldas.
- Zona Central: Incluye a Bogotá y los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Caquetá, Casanare, Cundinamarca, Huila, Meta y Tolima.
- Zona Oriental: Incluye los departamentos de Santander y Norte de Santander.

Figura. 1.8 Cobertura efectiva de gas natural (2008)



Fuente: Promigas, 2009

La región con mayor número de usuarios a 2008 fue la Zona Central con 2.622.109, seguida por la Costa Caribe con 1.140.977; menor participación muestran las regiones de la Costa Pacífica (626.582), la Zona Oriental (349.686) y el Eje Cafetero (276.027). Así mismo, los departamentos con mayor porcentaje de usuarios conectados son: Bogotá D.C. (45%), Valle (19%), Antioquia (14%), Atlántico (13%) y Santander (9%).

Además, del número total de usuarios a finales de 2008, 4.930.723 fueron clasificados como usuarios residenciales, lo que representa un incremento de 9% frente a 2007. Los estratos con mayor número de usuarios registrados fueron los estratos dos y tres con 1.868.275 y 1.486.354 respectivamente; por el contrario el estrato con menos usuarios fue el seis con 119.364.

De acuerdo a proyecciones realizadas por la UPME (2009) se espera que a finales de 2020 sean atendidos 6.167.000 usuarios, con un crecimiento promedio anual de 2,9%.

1.2.4.2 Consumo

El consumo total de gas natural en el año 2009 fue de 843 MPCD, un aumento de 10,92% frente a 2008, impulsado por el gran incremento del uso de este hidrocarburo en las plantas termoeléctricas como consecuencia de las medidas tomadas por el gobierno para evitar el racionamiento en el sector eléctrico durante el Fenómeno del Niño. A pesar de la disminución del consumo en los demás sectores, el industrial continúa con la mayor participación dentro del total nacional (39%), seguido por el termoeléctrico (33%) y el doméstico (18%). (Ver Tabla 1.4)

Tabla 1.4 Consumo de gas natural por sectores (MPCD)

Sector	2008	2009	Variación
Termoeléctrico	151	274	81,46%
Industrial	362	328	-9,39%
Petroquímico	12	11	-8,33%
Doméstico	151	150	-0,66%
GNV	84	80	-4,76%
Total	760	843	10,9%

Fuente: SSPD, 2010

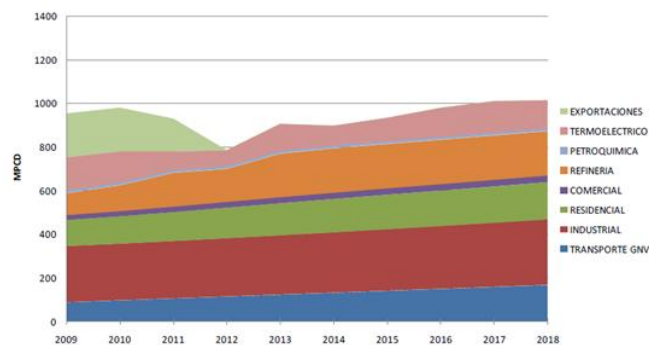
La Figura 1.9 muestra la evolución de la demanda de gas natural para el período 2009-2018, proyectada por la UPME (2009). Se estima que en 2018 la demanda será de 1.014 MPCD con un crecimiento promedio anual de 3,5%.

El consumo se puede a su vez medir de acuerdo al tipo de usuario, ya sea regulado o no regulado. El primero hace referencia a la persona natural o jurídica cuyo consumo es inferior a 100.000 Pies Cúbicos Diarios –PCD-, ya sean usuarios residenciales o pequeños usuarios industriales y comerciales; mientras que el segundo es la persona natural o jurídica cuyo consumo es

superior a la cantidad mencionada anteriormente, como es el caso de las termoeléctricas y los grandes usuarios industriales y comerciales.

En Colombia, el mercado no regulado es el que tiene mayor participación en el total de consumo de gas con 76%, equivalente a 553 MPCD a cifras de 2008; mientras que el consumo del mercado regulado fue de 170 MPCD (24%), correspondientes a 106 MPCD de usuarios residenciales y 64 MPCD de usuarios no residenciales. (Promigas, 2009)

Figura 1.9 Proyección demanda 2009-2018 (MPCD)



Fuente: UPME, 2009

1.2.4.3 Gas Natural Vehicular

A 2008 se tenían registrados en el país 280.638 vehículos con GNV, 507 estaciones de servicio ubicadas en todo el territorio nacional y 291 talleres de certificación para conversión y revisión de vehículos. El crecimiento en el número de vehículos durante ese año fue de 19% con Bogotá D.C. a la cabeza en el número de conversiones, pues de un total de 45.580 vehículos convertidos, el 26% ocurrió en esta ciudad. (Promigas, 2009)

Sin embargo, el consumo de GNV durante 2008 no creció al mismo ritmo de las conversiones de vehículos, pues diversos problemas relacionados con el transporte público impidieron un mayor dinamismo del sector. El consumo de GNV fue de 806 MMm³, para un crecimiento de sólo el 5% frente a 2007.

2. MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

2.1 SEGÚN LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA

La regulación del sector principalmente se establece en la Constitución Política Colombiana de 1991, en el Capítulo 5, artículos: 332, 333, 334, 360, 361, 365, 367. En estos artículos se establece la propiedad que tiene el Estado sobre el subsuelo y los recursos naturales, y su compromiso en el eficiente manejo de estos recursos. También se menciona la intervención del Estado en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes y la preservación de un ambiente sano.

Igualmente, se garantiza la libre competencia como un derecho para todos, por lo que el Estado por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja esta libertad y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.

Además, en los artículos 365 y 367 se plantea la inherencia de los servicios públicos a la finalidad social del Estado y se reitera su deber en la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos en Colombia están sometidos al régimen jurídico que fija la ley, y son prestados por el Estado, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado debe mantener la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios.

La ley fija las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que se tiene en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y pre distribución de ingresos.

2.2 MARCO JURÍDICO

“El marco jurídico está definido en la actualidad principalmente por la Ley 80 de 1993⁵ “Nuevo Estatuto General de Contratación de la Administración Pública” (para el caso de las empresas de orden nacional), por la nueva Ley de Servicios Públicos Domiciliarios 142 de julio de 1994, y por la Ley 286 de julio de 1996 que modificó parcialmente a la Ley 142/94, y de manera particular por la Resolución CREG-057 de julio 30 de 1996”. (CEPAL/ECLAC, 2002)

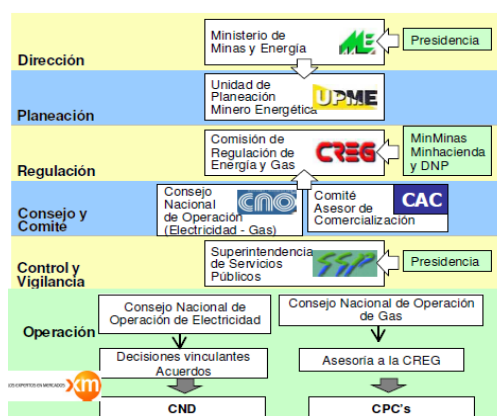
⁵ Modificada por la Ley 1150 de 2007.

Las bases legales en las que se fundamenta el sector actual de gas natural en Colombia se encuentran planteadas en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994), en la que se establece, en su artículo 14, numeral 28, que el servicio público domiciliario de gas combustible “es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición”. Esta ley se aplica igualmente a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte una red secundaria.

Con esta ley se crearon la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG- y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD-, se separaron las funciones de regulación, control y planeación, que antes se confundían en un solo ente gubernamental, y se establecieron los derechos de la participación privada en las actividades de servicios públicos domiciliarios, es decir, se incentivó la participación privada y la competencia. (Ver Figura 2.1)

En el artículo 73 de la misma ley se establece que la CREG “tiene la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad”.

Figura 2.1 Estructura institucional sector de gas natural



Fuente: XM, 2002

Con esta reforma se separaron verticalmente las actividades de producción, comercialización, transporte y distribución, se realizó la prohibición de prácticas restrictivas, la garantía de libre acceso a la red de gasoductos, el fortalecimiento de la función reguladora de los eslabones monopólicos de transporte y distribución y la reducción de la participación del Estado en estos dos eslabones (CEPAL/ECLAC, 2002).

Una de las causas de la reforma fue controlar y evitar los precios distorsionados del recurso, como resultado del monopolio estatal en las decisiones de inversión. Por esta razón, se dio mayor importancia a las fuerzas del mercado y el Estado se encargaría sólo de controlar que alguna empresa ofreciera el servicio con calidad. En la Tabla 2.1 se mencionan algunos de los cambios fundamentales que se introdujeron por medio de la Ley 142 de 1994.

Tabla 2.1 Cuadro comparativo sector de gas natural antes y después de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios de 1994

Antes de la Ley de Servicios Públicos de 1994	Después de la Ley de Servicios Públicos de 1994
El Estado autoregulador y autoevaluador de su gestión.	Separación de las funciones del estado
Estado gran promotor e inversionista	Fuerte participación de iniciativa privada
Fuerte estructura monopólica de ECOPETROL	Desagregación de funciones: ECOGAS
Participación baja del sector privado y casi siempre asociado a ECOPETROL	Énfasis en competencia, competitividad y eficiencia
	Introducción de criterios de equilibrio económico y financiero
	Participación ciudadana

Fuente: CEPAL/ECLAC, 2002

Igualmente, en 1994 se aprobó la Ley 141 de Regalías que definió las normas sobre regalías de petróleo, gas y recursos mineros y los derechos en las mismas de la Nación, los departamentos y los municipios así como las formas de fiscalización.

Además, la Ley 142 de 1994, le otorgó a la CREG en su papel de ente regulador, el derecho de expedir resoluciones concernientes al control de la estructura del sector.

Según la Resolución 57 de 1996 (con modificaciones hechas por la Resolución 127 de 1996 y Resolución CREG 71 de 1998), el transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscriben independientemente de las condiciones de las de compra o distribución y de su valoración.

El transportador no puede realizar de manera directa actividades de producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en las empresas dedicadas a estas actividades. Igualmente, las empresas dedicadas a la comercialización o distribución de gas natural, no pueden transportar gas, ni tener interés económico en empresas que lo hagan.

El transportador no podrá otorgar trato preferencial a ningún usuario de sus servicios y, en particular, a los comercializadores, distribuidores o grandes consumidores con quienes tenga una relación de las que configuran interés económico o que puedan influir de alguna manera en la determinación de los precios. Tampoco podrá tener interés económico en empresas de generación eléctrica a base de gas.

En esta resolución se articulan las siguientes condiciones:

- Cualquier empresa ya sea productora, comercializadora o distribuidora no puede tener acciones, cuotas o partes de interés en el capital de la empresa transportadora en un porcentaje superior al 25% del capital social.
- Por otra parte, la empresa transportadora no puede tener acciones, cuotas o partes de interés en el capital de una empresa comercializadora, distribuidora o gran consumidora de gas natural, en un porcentaje superior al 25% del capital social.
- Las empresas productoras de gas natural podrán poseer acciones de una misma empresa que tenga por objeto la distribución de ese bien, sin que la participación individual de una empresa productora pueda exceder del 20% del capital de la entidad receptora. En ningún caso el capital de una empresa distribuidora de gas natural podrá pertenecer en más del 30% a empresas productoras de gas natural.

En cuanto a la limitación horizontal, la Resolución 71 de 1998 establece que para el primero de enero del año 2015, ninguna empresa de distribución podrá atender ni directa, ni indirectamente, más del 30% del número de usuarios del mercado de distribución.

Ninguna persona o empresa puede tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales, regulados y no regulados, excluyendo el gas comercializado para generación eléctrica, materia prima de industria petroquímica y consumo propio del productor, para los cuales no tendrán límites de participación en el mercado. Los productores de gas natural no pueden comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de exploración y producción respectiva (contrato de asociación), ni pueden comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferente.

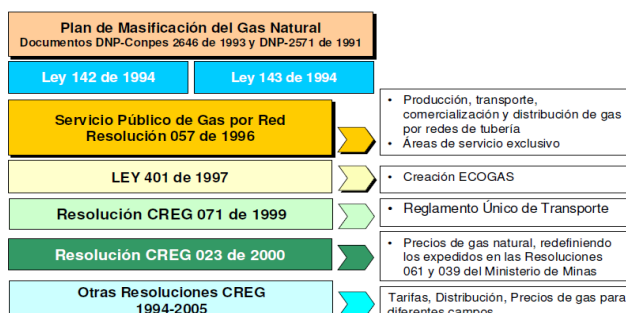
Como requisito primordial del Estado está el mantener informado al público por medio de informes a la CREG y a la SSPD, en cuanto a las tarifas de prestación del servicio y a sus componentes para que sea de fácil comprensión para todos.

Dentro de esta regulación se garantiza la libre competencia para todos los participantes del mercado y la CREG debe velar por su cumplimiento. Las siguientes actividades son consideradas como falta de competencia (Resolución CREG 57 de 1996, Ley 142 de 1994):

- a. Realizar actos o contratos en condiciones distintas a las usuales en el mercado.
- b. Romper el principio de neutralidad en materia tarifaria y de tratamiento a los clientes o usuarios de las empresas que prestan el servicio público de gas combustible.
- c. Hacer registros contables que no reflejen en forma razonable la separación que debe existir entre los diversos servicios que preste la misma empresa.

- d. Aprovechar información reservada para obtener ventajas desleales o comerciales injustas al realizar actos o contratos.

Figura 2.2 Evolución de la normatividad de gas natural (1991-2005)



Fuente: XM, 2006

2.3 REGULACIÓN EN LAS ETAPAS PRODUCTIVAS

El sector de gas natural en Colombia es regulado siguiendo el modelo del sector eléctrico (García, 2000), distinguiendo las siguientes actividades relacionadas con el suministro de gas:

- a. Productor: Quien extrae el gas.
- b. Comercializador: Persona natural o jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible. Puede, o no, ser un productor.
- c. Transportador: Persona natural o jurídica que transporta gas combustible por tuberías desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega.
- d. Distribuidor de gas por redes: Quien presta servicio de distribución de gas por red.
- e. Gran consumidor de gas: Es un consumidor de más de 100.000 PCD a partir del primero de enero de 2005, medida la demanda en un solo sitio individual de entrega.

En este capítulo se analizará la regulación en las etapas productivas correspondientes a Producción, Transporte y Distribución.

2.3.1 Regulación en la producción

La producción entendida como exploración y explotación, tiene tres componentes regulatorios, el contractual, el técnico ambiental y el de precios (CEPAL/ECLAC, 2002).

En cuanto a la contratación, hasta 1974 la exploración y explotación de hidrocarburos se hacía por medio de contratos de concesión, a partir de ese año la producción de gas natural está controlada directa o indirectamente por Ecopetrol (García, 2000). Cualquier exploración de gas se realiza a través de un contrato de asociación entre Ecopetrol y la empresa privada, en donde la empresa privada corre con los riesgos y costos de explotación, y Ecopetrol

obtiene la propiedad del 40% de gas comercializable. Además, por concepto de regalías el 20% de la producción pertenece a la Nación, pero es comercializada por Ecopetrol.

En la regulación ambiental, es necesario que todo proceso de exploración y explotación se someta a control del Ministerio de Ambiente.

Sobre la regulación de los precios, la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios faculta a la CREG para establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Por otra parte, la Resolución CREG 23 de 2000 establece que los precios se determinan libremente por parte de los productores-comercializadores en todos los campos del país, con excepción de los campos ubicados en la Guajira (Ballena), en Opón y en Cusiana-Cupiagua, igualmente libres son los nuevos descubrimientos comerciales, aunque la CREG podrá intervenir si no se alcanzan condiciones mínimas de competencia en el mercado de gas natural

Los campos cuyos precios son libres, se someten a un régimen de libertad vigilada sobre la base de las siguientes consideraciones (CREG ,2002):

- Existen condiciones de competencia con otros productores-comercializadores para algunos de los campos (Güepajé, Río Ceibas, Montañuelo).
- El régimen de precios libre puede estimular el incremento de producción marginal de estos campos.
- Gran parte de los campos en mención ya tienen en la práctica precios libres (Payoa, Provincia, El Centro, Cantagallo, Llanito, Dina y Apiay) y no se han presentado inconvenientes con dicho régimen.

Las Resoluciones CREG 23 de 2000 y 18 de 2002 modifican parcialmente la resolución 57 de 1996. Para el gas natural colocado en los Puntos de Entrada a los sistemas de transporte, los precios máximos regulados en dólares por millón de BTU serán diferentes en La Guajira, Opón y Cusiana.

Los precios máximos regulados de los que se habla en la Resolución 23 de 2000 se establecen en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte –SNT-, e incluyen los costos de desarrollo y de producción del campo; los sistemas de recolección de gas, las instalaciones de tratamiento, deshidratación y compresión; los equipos de medición de calidad del gas y el costo de la conexión entre los sistemas de recolección, es decir entre un campo productor y un Punto de Entrada al SNT.

2.3.1.1 Precios del gas de Guajira y Opón

Los precios del gas libre producido en la Guajira se calcularon hasta enero de 2006 por la Resolución 039 de julio 10 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, la cual fue actualizada por la Resolución

CREG 119 de 2005 que modificó el índice con el cual se actualiza el precio. Anteriormente el índice utilizado era el precio FOB del Fuel Oil de exportación, la Resolución 119 de 2005 determinó que el índice a aplicar es el *New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price* publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos⁶.

Para el gas natural libre producido en los campos de la Guajira y Opón⁷, el Precio Máximo Regulado, será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula (Resolución 119 de 2005):

$$PMR_t = PMR_{t-1} * \frac{INDICE_{t-1}}{INDICE_{t-2}}$$

Donde:

PMR_t = Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

PMR_{t-1} = Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

$INDICE_{t-1}$ = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).

$INDICE_{t-2}$ = Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).

$INDICE$ = New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administration).

La actualización semestral del precio máximo regulado (PMR_t) del gas natural producido en la Guajira se hace el 1 de febrero y el 1 de agosto de cada año. Para el gas natural producido en Opón, la actualización se hace el 1 de enero y el 1 de julio de cada año.

2.3.1.2 Precio del gas de Cusiana- Cupiagua

Para el gas natural producido en Cusiana y Cupiagua se establece otro comportamiento. Para Cusiana y Cupiagua, se aplicó un esquema de precios máximos que buscaba incentivar el incremento en la explotación de gas utilizando una rentabilidad base sobre unos costos de oportunidad calculados en base a un escenario amplio de supuestos. Así, la rentabilidad se aplicó al valor de las potenciales pérdidas de crudo del yacimiento de Cusiana, causadas al producir y comercializar el gas en lugar de reinyectarlo nuevamente para producción de crudo, de tal manera que el precio del gas se asocia con un costo de oportunidad tal que para el productor de gas asociado

⁶ Información disponible en www.eia.doe.gov. [10 de abril de 2010]

⁷ Antes regulado por la Resolución 061 de 1983 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Energía.

sea indiferente producir gas o crudo. De igual manera se estableció un esquema de regulación por precios y capacidad de producción, que buscaba incentivar un incremento en la producción.

Dicho esquema se fundamentó en lo siguiente: cuando la capacidad en las plantas de tratamiento para el gas natural sea menor a 110 MPCD, el precio será el correspondiente al establecido en la Resolución 061 de 1983. Cuando la capacidad de tratamiento instalada sea mayor a 110 MPCD, y menor de 180 MPCD, el precio será US\$ 1,10/MBTU, indexado semestralmente con las variaciones del NYMEX y el PPI Americano. Si la capacidad supera los 180 MPCD, el precio será libre para el productor-comercializador.

Antes de 2006, el precio máximo regulado del gas en condiciones de ser inyectado en los puntos de entrada al SNT, (Resoluciones CREG 018 de 2002 y 119 de 2005) era el siguiente:

- Un precio de US\$1,40/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que pueda ser inyectado al SNT era inferior o igual a 180 MPCD.
- Un precio sin tope máximo, si la capacidad era superior a 189 MPCD.

En 2006, la capacidad superó el límite y se implementó un precio sin tope máximo, un precio de mercado, que no es regulado sino que resulta de las negociaciones hechas en una subasta. En esta etapa de comercialización, el productor-comercializador debe diseñar y publicar un reglamento de subasta en el que se defina el producto a ofrecer en base a valoraciones de riesgo y con base en pronósticos de disponibilidad de gas natural en firme. Se deben establecer bloques horizontales de cantidades de gas natural en firme, y el productor-comercializador define la curva de oferta indicando las cantidades ofrecidas y los respectivos precios para cada uno de los productos subastados.

La adjudicación de la producción disponible de gas natural para ofertar en firme, se lleva a cabo mediante una Subasta Ascendente de múltiples unidades de acuerdo al tamaño del lote establecido. El diseño de la subasta deberá evitar segmentación injustificada del mercado.

2.3.2 Regulación en el transporte

La regulación establece el transporte de gas como una función o actividad independiente y de libre acceso, para la cual la CREG establece las tarifas de peaje o prestación del servicio de transporte. Esta entidad tiene la obligación de prevenir la existencia de posición dominante y de concentración de la propiedad accionaria. Sólo podrán prestar el servicio público de transporte de gas natural por tuberías las personas que realicen la actividad desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega (Resolución 41 de 1998).

Desde 1995 y por medio de la Resolución CREG 071 de 1999 (Modificada por la Resolución 41 de 2008) se creó el Reglamento Único de Transporte de gas natural –RUT-, cuyos objetivos son:

- a. Asegurar acceso abierto y sin discriminación.
- b. Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable.
- c. Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas.
- d. Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas.
- e. Fijar las normas y las especificaciones de calidad del gas transportado.
- f. Propender por un manejo seguro de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte.

Las empresas transportadoras de gas natural deben ofrecer opciones contractuales que se ajusten a las necesidades de los consumidores. Se ofrecen contratos firmes, contratos en pico o contratos interrumpibles, o una combinación de ellos, siempre y cuando no vaya en contra de la libre competencia. Los transportadores de gas natural podrán incorporar en los contratos de transporte de gas, sobre volúmenes pactados interrumpibles por parte del remitente, una prima de disponibilidad.

La prioridad en el acceso al sistema de transporte, es definida de acuerdo con los términos contractuales acordados y las condiciones de regulación de transporte. En consecuencia, en caso de restricciones transitorias de capacidad o por requerimientos de la operación del sistema de transporte, los contratos interrumpibles tienen la menor prioridad, los contratos firmes y en pico son prioritarios para el acceso y el servicio de transporte. Es responsabilidad del transportador asegurar el cumplimiento de los términos del contrato y garantizar capacidad a todos los contratos en firme.

La regulación del servicio se basa en un esquema espacial de cargos por distancia, en el cual se reflejan costos medios de cada componente del sistema. El precio del servicio de transporte guarda una relación directa con la distancia de la fuente de producción a los centros de consumo.

La remuneración del servicio de transporte para el SNT se fundamenta en un esquema de cargos de paso, donde el costo total del transporte es la suma de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el Punto de Entrada de gas al SNT hasta el Punto de Salida de gas de cada remitente.

La Resolución CREG 001 de 2000 establece para cada gasoducto o grupo de gasoductos un Cargo Fijo Regulado para remunerar Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)⁸, y parejas de Cargos Fijos y Variables regulados, para remunerar costos de inversión. Adicionalmente, se calculan dos tarifas estampilla para remunerar parte de la inversión en los gasoductos principales y los gasoductos ramales.

⁸ En adelante se abreviará “Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento” en (AOM)

Los cargos fijos y variables, se determinan utilizando tasas promedio de costo capital para la remuneración de servicios de capacidad y volumen respectivamente. Los cargos fijos se calculan como la relación del valor presente de los costos de inversión o AOM y el valor presente de la demanda esperada de capacidad, utilizando la tasa promedio de costo de capital para la remuneración de servicios de capacidad. Los cargos variables se calculan como la relación del valor presente de los costos de inversión y el valor presente de la demanda esperada de volumen, utilizando la tasa promedio de costo de capital para la remuneración de servicios de volumen.

Se introduce el concepto de las parejas de cargos, en un extremo encuentra una pareja que remunera el servicio de transporte mediante la aplicación del 100% de cargo fijo y 0% de cargo variable, lo que significa que el riesgo lo asume el remitente por cuanto el transportador recibe el pago del servicio independientemente del volumen de gas transportado. En el otro extremo se encuentra la pareja de cargos 0% de cargo fijo y 100% de cargo variable, lo que indica que el riesgo recae totalmente en el transportador por cuanto éste recibe el pago de su servicio únicamente cuando se transporta el gas (UPME, 2007).

Este sistema permite que el remitente proponga la combinación de cargo fijo y variable que más se ajusta a su curva de carga.

La actualización de los cargos de transporte se hace con base en el Índice de Precios al Productor –IPP- de los Estados Unidos para el caso de los cargos fijos y variables que remuneran costos de inversión, y en el Índice de Precios al Consumidor –IPC- de Colombia para el cargo fijo que remunera costos de AOM. Los cargos que remuneran inversión están expresados en dólares americanos, por tanto son afectados también por el comportamiento de la Tasa Representativa del Mercado –TRM- (SSPD, 2009).

En el Interior se usa un esquema de cargos (por uso) por entrada y salida que refleja el costo de transportar gas en esta región. El primero refleja el costo económico de transportar gas desde el nodo de entrada hasta el centro de referencia; el segundo, refleja el costo económico de transportar gas desde el centro de referencia hasta el nodo de salida asociado con cada consumidor⁹.

El nodo de Vasconia es el centro de referencia para las transacciones de gas natural. Los gases de las zonas de producción marginales no pueden ser comercializados utilizando el centro de referencia del sistema, pudiendo ser comercializados únicamente hasta donde los flujos físicos de gas lo permiten.

Por el contrario, en la Costa Atlántica no se regula por cargos, sino que se hace un cobro de estampilla única de 0,34 dólares por MPCD. Este sistema está compuesto por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de Guajira, Córdoba, Sucre y otros existentes en la región de la Costa

⁹ Los cargos que se mencionan en la Resolución CREG 057 de 1996 se encuentran en los anexos.

Atlántica, con las puertas de ciudad localizadas en Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Sincelejo y Montería incluyendo las conexiones de otros campos y los subsistemas que se conecten a esta troncal.

El sistema de la Zona Centro es utilizado por Ecopetrol para el transporte de gas desde los campos de la Guajira hasta el complejo petroquímico de Barrancabermeja. Por su parte, en el sistema de la Zona Sur, los consumidores pagan el transporte desde el campo productor, o desde la conexión con el sistema de transporte del interior, hasta su respectivo nodo de salida, independientemente de la distancia recorrida. Está compuesto por el sistema troncal que vincula los campos de gas de Neiva con la puerta de ciudad de Pitalito (Huila) y los subsistemas que se conecten a esta troncal.

2.3.3 Regulación en la distribución

La resolución CREG 11 de 2003 establece que el distribuidor de gas por redes es la persona encargada de la administración, la gestión comercial, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un Sistema de Distribución.

Según la Resolución 57 de 1996, los distribuidores deben permitir el acceso a las redes de tubería de su propiedad a cualquier productor, comercializador o gran consumidor de gas combustible a cambio del pago de los cargos correspondientes, que cumplan con el código de transporte o sus normas suplementarias, el código de distribución y los demás reglamentos que expida la CREG.

Los distribuidores deben planear, desarrollar, operar y mantener sus sistemas de distribución de acuerdo con el código de distribución y con las reglas generales que establezca la Comisión. También, deben entregar a la Comisión, y a la Superintendencia, cuando así lo soliciten, la información que sea necesaria para verificar cómo han cumplido con esta norma.

La Resolución CREG 65 de 1995 presenta el Código de Distribución y especifica que los siguientes propósitos:

- Definir los derechos y responsabilidades entre distribuidores, comercializadores y usuarios.
- Establecer los criterios de planeación de los sistemas de distribución de gas combustible por redes, en condiciones de eficiencia y seguridad, para la determinación de las fórmulas tarifarias.
- Garantizar la prestación continua e ininterrumpida del servicio, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor
- Garantizar los mismos derechos y deberes para todos los usuarios.
- Fijar unos lineamientos mínimos que sirvan de marco de referencia a las empresas para la elaboración de los contratos de condiciones uniformes exigidos por la Ley 142 de 1994.

Adicionalmente, los distribuidores deben actuar bajo competencia y en ningún momento realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de su posición dominante en el mercado.

El servicio de distribución de gas en Colombia está regulado mediante dos componentes:

- a. Cargo de la red: En este cargo se incorporan todos los costos y gastos asociados al uso de las redes de distribución de gas domiciliario. Incluye los costos de atención al usuario, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento. Debe incluir, adicionalmente, la rentabilidad de la inversión.
- b. Cargo de conexión. Este cargo cubre los costos involucrados en la acometida y el medidor, y podrá incluir, de autorizarlo la CREG, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución. No incluye los costos de la red interna, definida en el artículo 14.16 de la ley 142 de 1994. El cargo por conexión será cobrado por una sola vez y será financiado obligatoriamente a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 en plazos no inferiores a 3 años, y se podrá otorgar financiación a los demás usuarios.

Para el cargo de la red, la CREG resuelve que el distribuidor deberá asegurar que en cualquier año el cargo promedio por uso de la red de distribución, no sea superior al cargo promedio máximo unitario permitido (D_t), calculado así:

$$D_t = (t - 1) * (1 + (IPC(t - 1) - XD))$$

Donde:

D_t : Cargo promedio máximo unitario permitido por uso de la red.

$IPC(t - 1)$: Variación del IPC de los últimos doce meses, determinado por el DANE.

XD : Factor de eficiencia para el período de vigencia de esta fórmula.

La Resolución CREG 011 de 2003 impone un precio de restricción o acotación que permite formar un vector de precios para diferentes rangos de consumo. Para la remuneración del servicio de distribución se utiliza la metodología de Canasta de Tarifas, que es aplicada por los distribuidores con base en los cargos calculados por la CREG a partir de costos medios de mediano de plazo. La CREG aprueba con base en las solicitudes tarifarias presentadas por las empresas para un determinado mercado relevante, el cargo promedio máximo de distribución, D , que se debe aplicar en la definición de las tarifas.

El distribuidor puede estructurar tarifas diferenciales por rangos de consumo (volumen) de tal forma que los ingresos totales no superen los que corresponden al cargo promedio de distribución, cuya actualización se hace en base al Índice de precios al productor.

La tarifa final al usuario remunera a los diferentes agentes involucrados en la cadena de prestación del servicio, a través de los componentes tarifarios asociados a cada uno de ellos (SSPD, 2009). A partir de estos componentes, el distribuidor calcula el cargo fijo y el cargo variable a aplicar para cada rango de consumo de acuerdo con las fórmulas establecidas por la comisión para cada modalidad del servicio.

2.3.3.1 Áreas de Servicio Exclusivo

En la Resoluciones 57 de 1996 y 14 de 1995, la CREG fijó los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas. Esta exclusividad fue creada por la ley 142 de 1994, y se otorga por vía licitatoria.

Las áreas de servicios exclusivo se establecen por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a personas de bajos ingresos. Para tal fin, la entidad territorial competente establece estas áreas mediante invitación pública, y se acuerda que ninguna otra empresa de servicios públicos puede ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. (Ver Tabla 2.2)

Tabla 2.2 Áreas de Servicio Exclusivo

ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO	
ÁREA	EMPRESA
Valle	Gases del Norte del Valle E.S.P
Quindío	Gases del Quindío S.A E.S.P
Caldas	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P
Risaralda	Gases del Risaralda S.A. E.S.P.
Centro y Tolima	Grancolombiana de Gas S.A. E.S.P.
Cundinamarca y Boyacá	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P

Fuente: Otero, 2007

Para la conformación de estas áreas, la CREG tiene en cuenta algunos criterios como:

- La conformación del área geográfica debe permitir la masificación y extensión del servicio en municipios cuyos inmuebles residenciales pertenecen a estratos 1,2 y 3.
- El conjunto de áreas urbanas que conformen el área de servicio exclusivo debe tener una distribución poblacional que incluya suficientes pequeños consumidores obligados a sufragar la contribución de solidaridad vigente.

3. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

3.1 MARCO CONCEPTUAL

El ejercicio de regulación es importante para cualquier actividad económica, según Lasheras (1999) porque la existencia de regulación en los servicios públicos es necesaria para lograr asignaciones de bienes a la mayor parte de los ciudadanos y al menor costo y precio posible, y generar bienestar a un grupo social.

Según Pigou “en cualquier industria, donde haya razón para creer que el juego libre de los propios intereses hará que una cantidad de los recursos sean invertidos de manera distinta de lo que sería necesario para favorecer los intereses del bienestar nacional, hay, prima facie, una ocasión para una intervención pública.” (Citado por Rivera, 2003, p.316)

La intervención del Estado en la economía con el fin de garantizar la prestación de un servicio público, puede en ocasiones generar fallos regulatorios, los cuales en muchos casos traen mayores costos que las mismas fallas de mercado que el Estado intenta regular; en tales casos la normatividad debe ser revisada con el fin de que se cumplan sus objetivos primordiales. Algunos de los fallos de regulación son: la falta de información, la inconsistencia en las decisiones y la prevalencia del interés particular frente al interés público.

3.2 PROBLEMAS DE INCENTIVOS A QUE DA LUGAR LA REGULACIÓN

La ley establece a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la función de regular los sectores de gas y energía eléctrica. La función de regulación es una suma de elementos económicos, técnicos y jurídicos que conllevan al desarrollo de un sector, a través del diseño de incentivos y desincentivos, para lo cual el regulador puede definir responsabilidades, determinar mecanismos de fijación de precio, y diseñar comportamientos que colaboren con el desarrollo de un mercado transparente y equilibrado.

El sector de gas natural colombiano es altamente concentrado y caracterizado por la participación de unos pocos agentes tanto en el lado de la oferta como de la demanda (CREG, 2005). Las medidas regulatorias tomadas y las características propias del sector, generan en los agentes incentivos a actuar de una u otra forma afectando el funcionamiento de los mercados.

A continuación se mencionarán algunos problemas de incentivos que se presentan en el sector de gas natural, como: problemas en las etapas de producción, transporte y distribución, incumplimiento de los contratos pactados, problemas derivados de la falta de información y la normatividad cambiante.

3.2.1 Problemas en la producción

El principal problema que presenta el sector de gas natural en Colombia es el tamaño de la demanda, el cual es reducido en términos internacionales. Esto desincentiva la inversión y la exploración de nuevos campos, causando en el transcurso del tiempo la disminución de reservas que llevarían al país a enfrentarse a escasez del recurso energético, provocando problemas que afectarían la economía nacional.

Según Frontier (2010) el gas natural, aún siendo un producto de costoso transporte, empieza a ser cada vez de más alta transabilidad en los mercados internacionales. Sin embargo, Colombia aún no se ha orientado hacia un modelo internacional de transacciones por medio de incentivos a la mayor exploración de este recurso, que permita la apertura del mercado y mayores exportaciones. Estos desincentivos explican el descubrimiento casual de algunos campos de producción en exploraciones de petróleo y otros hidrocarburos.

Las empresas del sector y el gobierno han comenzado a manifestar el interés de incursionar en mercados internacionales, y lo han hecho inicialmente por medio de exportaciones a Venezuela que se enmarcan dentro del acuerdo suscrito en 2007 y el cual establece que se entregará gas a Venezuela durante 4 años distribuidos como 50 MPCD el primer año, 150 MPCD el segundo y tercer año y 100MPCD en el cuarto año. A partir del 2012 se espera que las exportaciones sean de Venezuela a Colombia (Frontier, 2010). Adicional a esto, el país no cuenta con otros destinos para negociar, por lo que la producción y los hallazgos se enfocan en abastecer la pequeña demanda interna.

Por otra parte, el pequeño tamaño del mercado también dificulta la competencia en producción, pues existen pocos campos de explotación y en todos ellos participa directa o indirectamente Ecopetrol, con más del 60% (Cox, 2010) de la producción de gas natural del país. El alto grado de posición dominante puede determinar las condiciones del mercado e influir sobre los precios vigentes, de tal forma que los precios que se cobran a los consumidores finales son mayores al costo marginal (García et al, 2005).

La exploración y explotación de gas natural son etapas muy concentradas de la cadena de valor de este hidrocarburo, ayudado en parte porque el sistema legal perpetúa la participación de la empresa estatal a través de la modalidad de contratos de asociación donde existe una participación conjunta entre Ecopetrol y la empresa extranjera que es adjudicada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), institución encargada de administrar los recursos hidrocarburíferos del país.

La regulación Colombiana establece que el Estado debe recibir un porcentaje de regalías por la explotación de recursos no renovables, como el gas, regalías que son recaudadas por la ANH, pero que son administradas por Ecopetrol

según lo pactado en el Convenio interadministrativo de Colaboración para el Recaudo de Regalías de Gas Natural, cuyo objeto es que Ecopetrol recaude en especie o en dinero, en nombre y representación de la ANH el gas natural correspondiente a las regalías generadas en el territorio nacional.

De acuerdo a esta estructura de mercado, no cualquiera puede entrar a explotar al país y tampoco escoger sus socios. Castañeda (2002) establece que este esquema no es necesariamente malo, pero desde una perspectiva regulatoria implica tener una empresa con participación mayoritaria en todos los campos de producción, y por otro lado una barrera de entrada a la actividad, dado que otras empresas sólo pueden entrar a operar cuando se haya firmado el contrato de asociación.

En la tabla 3.1 se presenta la oferta de gas por empresa para enero de 2009, con base a estos datos se puede medir el grado de concentración de la industria con el Índice Herfindahl–Hirschman (HHI). Este índice suma las cuotas de mercado elevadas al cuadrado de las diferentes empresas, multiplicando el resultado por 10000. El valor máximo del índice es 10000 que refleja la situación en la que una única empresa disfruta del 100 % del mercado final.

Tabla 3.1 Oferta de Gas natural (Enero de 2009)

Compañía	GBTUD	Participación
Ecopetrol	670	63%
Chevron	236	22%
BP	62	6%
Tepma	28	3%
Pacific rubiale	42	4%
Otros	25	2%
TOTAL	1063	100%

Fuente: Harbord (2010)

Este índice toma en cuenta un número de firmas y las desigualdades en la participación en un mercado determinado.

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_N^2 = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

Si medimos la concentración del sector de producción de gas natural en Colombia por medio del Índice Herfindahl, el resultado es 4.518. El Departamento de Justicia de los Estados Unidos elaboró la siguiente clasificación:

- Mercado no concentrado: HHI inferior a 1.000
- Mercado moderadamente concentrado: HHI entre 1.000 y 1.800
- Mercado altamente concentrado: HHI superior a 1.800

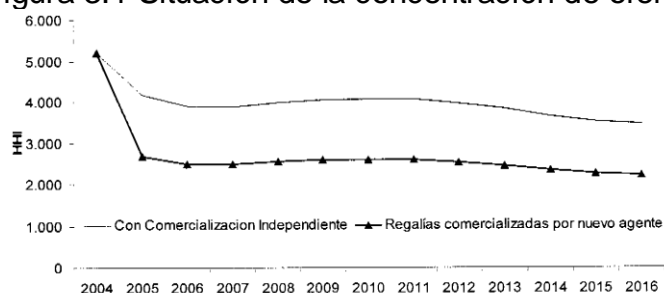
Siguiendo estas indicaciones se comprueba que existe concentración en la etapa de producción, principalmente por la participación dominante de Ecopetrol y Chevron como empresa asociada, situación que merece la atención de las autoridades de competencia y los reguladores.

Igualmente, Harbord (2010) considera que esta concentración aumentaría cuando Ecopetrol adquiriera el control completo sobre los campos de Cusiana en 2019. Por esta misma concentración las compañías suministradoras, es decir las comercializadoras, tienen pocas opciones para decidir la procedencia de su gas.

Una de las formas de desconcentrar la industria sería con la entrada de un tercer agente al mercado que se encargue de la comercialización de las regalías (CREG, 2005), lo cual según la regulación colombiana está permitido por la Ley 142 de 1994 en el artículo 176, en el que se estipula que la Nación está habilitada, para cuando lo considere necesario, organizar concursos públicos para el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación del servicio público domiciliario.

En la figura 3.1 se muestra cómo disminuiría el HHI en caso de entrar un nuevo agente.

Figura 3.1 Situación de la concentración de oferta



Fuente: CREG, 2005

Adicionalmente, la mayor parte del gas producido en el país proviene de la Guajira y es vendido a un precio regulado, mientras que los precios del gas proveniente de otros campos, como Cusiana, no están regulados por este mecanismo. Esta situación crea distorsiones en el mercado dado que, los compradores preferirán comprar gas de la Guajira que gas de los campos de Cusiana. Actualmente el gas de la Guajira es vendido a \$3.88/MBTU, mientras que el precio de Cusiana es de \$6,14 MBTU. (Harbord, 2010)

De esta forma, la falta de señales claras en la presente regulación del precio podría traer como consecuencia una menor inversión en el sector de exploración y producción. Sobre esto, la SSPD establece que el problema que ha tenido la regulación es que el precio de gas se ha visto como un tema de pozos y ha sido un gran error no tener un precio nacional. (El Tiempo, 2010) Además, la poca coordinación en la estructura de precios puede generar información asimétrica que llevaría a los agentes a tomar decisiones equívocas.

3.2.2 Problemas en el transporte

El transporte de gas natural presenta las siguientes características de monopolio natural: (Mercado, 2003)

- Barreras de entrada al mercado de gas por la existencia de costos hundidos, pues los transportadores deben realizar grandes inversiones para la instalación de los gasoductos.
- Economías de escala debido a que la tecnología necesaria para operar hace que sea ineficiente la competencia entre transportadores que prestan su servicio en la misma área.

El principal problema que se presenta en esta etapa de la cadena de valor, está relacionado con la forma en que se remunera a los transportadores, la cual se realiza por promedio de gas transportado y no por su capacidad. De esta forma, son los transportadores los que asumen el riesgo de demanda, lo que genera desincentivos para ampliar la red de gasoductos, pues la infraestructura necesaria para transportar el gas requiere de altas inversiones de capital, que no son rentables sino se les asegura a los transportadores la remuneración por los kilómetros de gasoductos construidos, independiente del volumen de gas que pueda circular por estos.

Esta situación puede explicar el hecho de que la infraestructura de transporte en Colombia sea insuficiente y no se hayan realizado las inversiones necesarias para ampliarla, ocasionando que en épocas en que la demanda de gas alcanza su pico más alto, la red de gasoductos no logre transportar el volumen necesario de este hidrocarburo para atender la totalidad de la demanda y por tanto se presenten racionamientos.

Además, de acuerdo a Perry (2010), el regulador ha emitido señales equívocas como consecuencia de algunas políticas implementadas –como los anuncios de que no se permitirán nuevas plantas de generación a gas-. Estas señales han sido interpretadas por los agentes como medidas para reducir la demanda de este hidrocarburo y por tanto, existe un desincentivo adicional para ampliar la red de transporte del país.

Otra dificultad que se presenta es la falta de coordinación entre las etapas de producción y transporte, principalmente en la realización de manera independiente de las subastas que buscan determinar el precio y el volumen a contratar en cada una de estas etapas; pues según Restrepo (2010), el hecho de que éstas no se realicen de manera simultánea puede llevar a que los agentes contraten transporte sin tener suministro o viceversa. De esta forma, la falta de coordinación a la hora de pactar los contratos puede llevar a la incorrecta asignación de este recurso.

Este problema tiene su origen en la separación vertical de las actividades de la cadena de valor ocurrida en el sector de gas natural con la ley 142 de 1994, con la cual se buscó promover la competencia, pero que en últimas ha traído mayores costos para los agentes y ha frenado la expansión del sector. “El mercado colombiano es uno donde la separación vertical utilizada es la más estricta posible y, por ende, tiene el mayor costo para las empresas restringidas aunque logre reducir el costo de la vigilancia regulatoria.” (Frontier Economics, 2010; p. 43)

Por esta razón, se podría pensar que en un mercado todavía en desarrollo como el colombiano, permitir la integración vertical sería una opción más viable que lograría crear los incentivos necesarios para que los agentes aumenten las inversiones y se logre el crecimiento esperado del sector. Más adelante, cuando el mercado de gas natural esté lo suficiente maduro, la desintegración vertical podría traer mayores beneficios.

3.2.3 Problemas en la distribución

La distribución de gas natural es una actividad de redes que debido a sus características de monopolio natural debe ser regulada, pues según Mercado (2003) de esta forma se logra reducir el poder de mercado de los distribuidores y beneficiar a los usuarios residenciales y comerciales que presentan una demanda firme e inelástica.

Durante la revisión de literatura realizada, no se identificaron problemas de incentivos significativos en la etapa de distribución. Por el contrario, se considera pertinente la regulación aplicada en esta etapa, la cual se basa en tarifas diferenciales por rangos de consumo y utiliza la regla de Ramsey para lograr una asignación eficiente de los precios.

De acuerdo a lo establecido en el Documento CREG-122 de 2001, este tipo de tarifas que poseen un componente fijo y un componente variable ofrece las siguientes ventajas:

- La compañía distribuidora logra incrementar sus utilidades y el bienestar de los usuarios al elegir un menú adecuado de tarifas y permitir que sus clientes escojan la alternativa más adecuada según sea el caso.
- La regla de Ramsey permite explotar el potencial de eficiencia de la discriminación de precios de una manera más clara ante el usuario.
- A medida que el consumo aumenta, los precios dependiendo del nivel consumido permiten acercar la tarifa al costo marginal de prestación del servicio.

3.2.4 Incumplimiento de los contratos

Uno de los grandes problemas del sector de gas natural está relacionado con el cumplimiento de los contratos, pues el hecho de que exista competencia imperfecta en el suministro y que los agentes perciban en el regulador una alta aversión al racionamiento en el mercado eléctrico, conlleva a que en ocasiones de estrés las interrupciones del servicio de gas sean por decisiones administrativas y no comerciales, influyendo en la confianza que tienen los agentes sobre el cumplimiento de las reglas de juego. De esta forma, los contratos son incompletos, pues son susceptibles al oportunismo de las partes o a que decisiones regulatorias los modifiquen. (Frontier Economics, 2010)

La aversión al racionamiento que el gobierno colombiano ha mostrado en los últimos años, especialmente luego del apagón sufrido en 1991-1992, ha llevado a que se modifique en algunos casos la regulación del sector y se permita el

incumplimiento de las obligaciones contractuales, pues el gobierno puede preferir intervenir en el mercado que confrontar los grupos de presión que se verían afectados por la suspensión del servicio de gas.

Además, los contratos incompletos generan incentivos para que los agentes pacten contratos por cuantías mayores a las que pueden respaldar, como es el caso de Ecopetrol que suscribió contratos de energía firme por 182 GBTUD, por encima de su capacidad de transporte de 145 GBTUD. (Harbord y Von der Fehr, 2010)

3.2.5 Escasez de información

La falta de información para la toma de decisiones por parte de los agentes comerciales impone barreras al mercado. Anteriormente, no había normatividad clara sobre la obligatoriedad para los agentes de publicar constantemente información actualizada sobre sus actividades. Sólo hasta 2009 con la declaración de Racionamiento Programado (decretado mediante Resolución 181654 (MME) de 29 de septiembre de 2009), se estableció de forma obligatoria la entrega de información.

La Resolución 181739 (MME) de 7 de Octubre de 2009 exige a los Productores-Comercializadores, los Transportadores y los remitentes del Sistema Nacional de Transporte entregar diariamente y antes de las 21:20 horas, información sobre: i) la demanda de gas natural por atender; ii) las cantidades contratadas; iii) el tipo de contrato (firme, interrumpible); iv) las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural priorizado; v) las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural asignado; y, vi) los excedentes o faltantes en todos los puntos de entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte, en todos los campos de producción de gas natural y en los puntos de entrada de las interconexiones internacionales de gas.

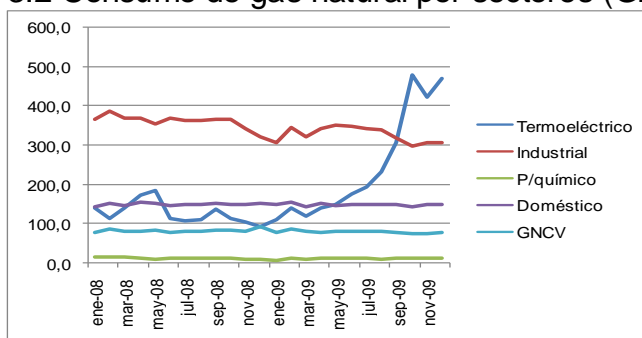
3.3 ANÁLISIS DEL RACIONAMIENTO DE GAS NATURAL

Debido a que el interés de desarrollar esta monografía surgió a raíz de los problemas presentados en el sector de gas natural en el segundo semestre de 2009, consideramos importante explicar cuáles fueron las causas que llevaron al Gobierno a declarar el racionamiento y cuál fue el efecto de esta medida sobre el funcionamiento de los mercados de gas.

En la figura 3.2 se observa que el consumo de los sectores petroquímico, doméstico y de gas natural vehicular permaneció estable durante el período 2008-2009, por el contrario, los sectores industrial y termoeléctrico presentaron variaciones significativas, siendo éste último el que experimentó un aumento notablemente mayor. Al estudiar el comportamiento de la demanda de gas en el sector termoeléctrico, se encuentra que entre mayo y diciembre de 2008 el consumo de gas disminuyó debido a que la generación de energía con base en la capacidad instalada de las hidroeléctricas se vio favorecida por la temporada

de lluvias, disminuyendo la demanda de gas necesaria para la generación en plantas térmicas.

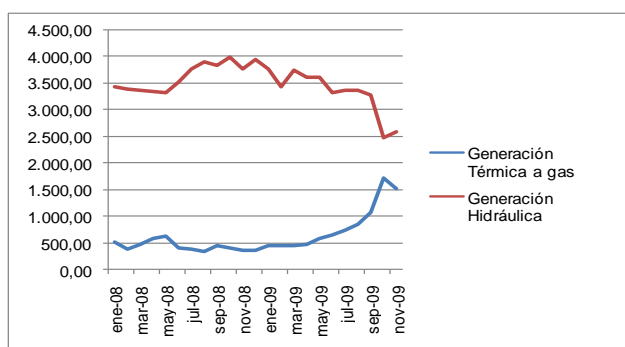
Figura 3.2 Consumo de gas natural por sectores (GBTU/D)



Fuente: Cálculo propio a partir de CNO-Gas, 2010

Por el contrario a partir de 2009, especialmente desde el segundo semestre, el consumo de gas en este sector aumentó notablemente como consecuencia del Fenómeno del Niño que ocasionó una reducción de los embalses que abastecen a las centrales hidroeléctricas, por lo que las plantas de generación térmica debieron entrar a suplir estos faltantes. (Ver Figura 3.3)

Figura 3.3 Generación Hidráulica – Generación Térmica (GWh)



Fuente: Cálculo propio a partir de XM, 2010

Para responder a esta situación, el Ministerio de Minas y Energía vio la necesidad de declarar un Racionamiento Programado de gas natural a finales de septiembre de 2009, pues la demanda de gas del interior del país excedió la capacidad de transporte contratado del gasoducto Ballena-Barranca, lo que sumado a trabajos de mantenimiento en el campo de Cusiana, ocasionó exceso de demanda en esta región.

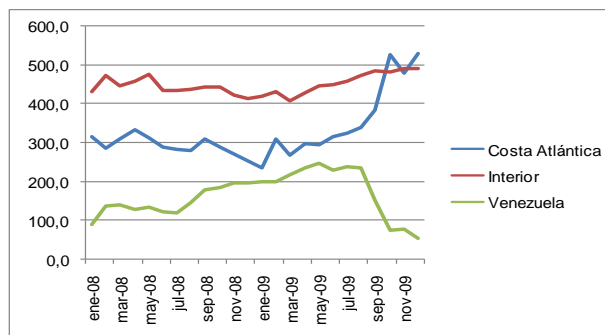
El MME estableció cuatro medidas para hacer frente al racionamiento, las cuales explican la variación en el consumo de gas de las diferentes regiones, así (Giaino, 2009):

- Se declaró la generación termoeléctrica de la Costa Atlántica como generación de seguridad, con el fin de mantener un nivel adecuado de despacho térmico en el Sistema Interconectado Nacional –SIN- sin llevar al máximo el despacho del Interior. De esta forma, se explica el gran

aumento en el consumo de gas en la Costa a partir de septiembre de 2009 y el poco incremento en el consumo del Interior. (Ver Figura 3.4)

- Se condicionaron las exportaciones de gas natural a Venezuela, priorizando la atención de la demanda interna. De esta forma, el gas que se dejó de exportar abasteció la mayor demanda del parque termoeléctrico en la Costa Atlántica.
- Se condicionaron las exportaciones de electricidad a Ecuador y Venezuela si éstas debían ser cubiertas con generación termoeléctrica con base en gas, pues la normatividad permite priorizar la demanda interna de gas natural sobre la demanda externa de electricidad producida con gas natural.
- Se solicitó a los Productores-Comercializadores de gas natural que abastecen las plantas de generación térmica en el Interior del país, sustituir el uso de este energético por combustibles líquidos.

Figura 3.4 Consumo de gas natural por regiones (GBTU/D)



Fuente: Cálculo propio a partir de CNO-Gas, 2010

Así mismo, el MME estableció el orden de atención de la demanda de gas, priorizando el consumo de los hogares, por lo que algunas industrias y centrales de GNV se vieron afectadas por el racionamiento.

Aunque algunos agentes han expresado que la intervención en los mercados de electricidad y gas se opone a sus expectativas, pues va en contra del desarrollo de las actividades en ámbito de competencia, el gobierno argumenta que la intervención fue necesaria pues la situación que derivó en el racionamiento se originó en fallas de mercado, que de no ser controladas hubieran causado un racionamiento significativo del servicio de gas natural y probablemente del servicio de electricidad en el país.

Uno de los aspectos más cuestionados fue el hecho de que el gobierno con el fin de atender de forma prioritaria la demanda de los sectores termoeléctrico y vehicular, incumplió los contratos en firme con los usuarios industriales y les otorgó el mismo tratamiento de los contratos interrumpibles, ocasionando grandes sobrecostos a este sector de la economía. Además, no se tuvo en cuenta que el uso del gas en la industria en muchas ocasiones no tiene sustituto, como si lo tiene el gas vehicular –gasolina y diesel-. (Restrepo, 2010)

4. CONCLUSIONES

Al evaluar la situación actual del sector de gas natural, se encuentra que las actividades correspondientes a cada una de las etapas productivas se focalizan en las regiones de la Costa Atlántica y el Interior, pues el hecho de que los dos pozos principales (Guajira y Cusiana) se ubiquen en estas zonas, ha hecho que la infraestructura de transporte esté diseñada de tal forma que los gasoductos con mayor extensión y capacidad para transportar el gas (Promigas y TGI) se instalen en las regiones anteriormente mencionadas, que a su vez presentan mayor cobertura y consumo a nivel nacional.

El mayor problema que enfrenta el sector está relacionado con el tamaño de la demanda interna, la cual es muy pequeña en términos internacionales y por tanto no logra incentivar las inversiones en exploración de nuevos campos, causando una disminución en las reservas de gas y aumentando el riesgo de que el país enfrente problemas económicos por la escasez de este hidrocarburo. Por lo tanto, el sector debe enfocarse en el mercado internacional y promocionar las exportaciones de gas natural, buscando destinos diferentes a Venezuela, pues sólo de esta manera se logrará aumentar la producción.

Igualmente, los precios del gas natural son un tema muy discutido en el entorno nacional debido a la presencia de dos esquemas diferentes de regulación, uno de precios máximos regulados en la Guajira y otro de precio libre determinado por subastas en los otros campos. La diferencia en los precios provocada por los distintos esquemas de regulación, puede crear distorsiones en los mercados, pues los mayores precios del gas proveniente de Cusiana, hacen que el gas proveniente de la Guajira sea más rentable, aun si se incluyen las tarifas de transporte, y que por lo tanto los compradores tengan mayores incentivos a adquirir el gas de la Guajira y no el de Cusiana. Ante este problema, surge el interrogante de si es más eficiente regular todos los precios por el esquema de subastas, y dejar que sean las fuerzas del mercado las que decidan el precio del energético.

La forma en que se remunera a los transportadores es otro de los problemas identificados, pues ésta se realiza por promedio de gas transportado y no por su capacidad. De esta forma, son los transportadores los que asumen el riesgo de demanda, los cuales no tienen incentivos para ampliar la red de gasoductos, pues no existen garantías que aseguren la recuperación su inversión. La mejor manera de lograr las inversiones necesarias para ampliar la infraestructura de transporte en el país, es modificar esta forma de remuneración, y así como se realiza en el sector eléctrico, se haga en base a la capacidad.

Es importante resaltar los esfuerzos conjuntos que se deben realizar para lograr superar el problema de asimetría en la información, pues la dificultad que enfrentan tanto agentes como usuarios para acceder a ésta, impone grandes costes en el sector y dificulta la toma de decisiones en cada una de las etapas productivas.

Igualmente, vale la pena repensar el modelo de desintegración vertical y evaluar si es más acertado permitir la integración mientras el mercado termina de consolidarse, pues algunos problemas identificados muestran que los costes que esta separación de actividades ha impuesto son mayores que sus beneficios.

La coordinación entre el sector eléctrico y el gasífero también es fundamental, pues la necesidad de que el gas entre a suplir los faltantes de generación de electricidad en temporadas de sequía, hace indispensable que la regulación especifique con anterioridad que debe realizarse en tales casos y no que se cambien las condiciones, especialmente de los contratos, en momentos críticos que terminan perjudicando a algunos sectores de la economía.

Mientras tanto, el sector sigue fortaleciéndose por medio de la consolidación de un marco regulatorio fuerte, pero es necesario mejorarlo estableciendo reglas de comportamiento claras para cada una de las etapas productivas del servicio de gas natural, que permitan a todos los agentes el acceso a la información y la prestación eficaz del servicio.

De esta forma, esta monografía se constituye en un punto de partida para estudios posteriores que continúen con el análisis de la regulación del sistema de gas natural en Colombia y en la búsqueda de cuáles son las mejoras que se deben implementar para lograr que ésta sea más eficiente y logre un mejor funcionamiento de los mercados de gas en el país.

BIBLIOGRAFÍA

ANH Colombia (2010). www.anh.gov.co [10 abril de 2010]

CASTAÑEDA, A. *La señal de precios en boca de pozo, la CREG y la disputa del ministerio de Minas*. Universidad Externado de Colombia. (Online) Disponible en: http://portal.uexternado.edu.co/irj/go/km/docs/documents/UExternado/pdf/5_revistaContexto/Contexto/Archivo/Contexto%2013/AngelCastaneda.pdf [15 de marzo de 2010]

CEPAL/ECLAC. *Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá*. Víctor Rodríguez Padilla (Compilador), N° 40 Junio 2002. Santiago de Chile, junio de 2002. [En línea] Disponible en: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/5/10765/Lcl1675-P-E.pdf> [5 de febrero de 2010]

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Colombia (2010). Normatividad y jurisprudencia. www.creg.gov.co [5 de febrero de 2010]

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Documento CREG 035, Abril (2002). Precios máximos regulados para el Gas Natural en los campos de Cusiana y Cupiagua - Exportaciones de Gas Natural - Comercialización conjunta y otras disposiciones. Documento preliminar.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Colombia. Documento CREG 107, Diciembre (2005). Comercialización independiente de Gas Natural.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN - CNO GAS - Colombia (2010). www.cno.org.co [1 marzo de 2010]

COX, D. (2010) *The Exciting Future of the Colombian Gas Market*. [Presentación] En: XIII Asamblea y Congreso Anual de Naturgas (Marzo de 2010, Cartagena de Indias, Colombia) Inglaterra.

ECOPETROL Colombia (2010). www.ecopetrol.com.co [29 de enero de 2010].

EL TIEMPO Colombia (2010) Tensión por inminente aumento de los precios en el gas natural. Enero 20. Bogotá, P. 2B

FERNEY, L. (2001) Servicios Públicos Domiciliarios, Perspectivas del derecho Económico. Universidad Externado de Colombia (Pag. 304 – 316)

FRONTIER ECONOMICS (2010). *Diagnóstico fallas del mercado de gas natural de Colombia: primera entrega del Proyecto VISIÓN DE LARGO PLAZO DEL MERCADO DE GAS NATURAL DE COLOMBIA*. Londres. [Online] Disponible en:

<<http://www.aciem.org/bancoconocimiento/D/Diagnosticofallasdelmercadodegas/futurodelgasreg1.pdf>> [18 de marzo de 2010]

GARCÍA, A. (2000). *La industria del gas en Colombia: Estructura y competencia*. [Documento Electrónico] Washington, D.C: Banco Interamericano de Desarrollo. P. (3, 7, 10) Disponible en: <http://www.iadb.org/sds/ifm> [15 de febrero de 2010]

GARCÍA, J., Cadavid, J., López, G. (2005) *La Desintegración Vertical en el Sector Eléctrico Colombiano*. Universidad EAFIT, Medellín- Colombia. (Pag. 13 – 15)

GIAIMO, S. (2009) En: FORO EL ESPECTADOR “PRESENTE Y FUTURO DEL GAS EN COLOMBIA” [Discurso] (Noviembre de 2009, Bogotá) Colombia. Disponible en: <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosEventos/5474.pdf> [15 de Marzo de 2010]

GUERRERO, F., LLANO, F. (2002) *Gas natural en Colombia -Gas e.s.p.-. Caso de estudio*. Estudios Gerenciales, Universidad ICESI. [En Línea]. N.87. Julio, 2006. Cali, Colombia. Disponible en: <http://bibliotecadigital.icesi.edu.co/biblioteca_digital/handle/item/305> [18 de febrero de 2010]

HARBORD, D. (2010) *Upstream Issues in Colombian Gas Supply*. Market Analysis Ltd. Comisionado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Reino Unido, Abril, 2010. URL Disponible en: <www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/david_harbord.PDF> (Visitado el 20 de abril de 2010)

HARBORD, D. VON DER FEHR, Nils-Henrik. (2010) Market Analysis Ltd. Comisionado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Reino Unido, Febrero. URL Disponible en: <www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/david_harbord.PDF> [10 de abril de 2010]

HERNÁNDEZ, A. ERASO, C. MONTAÑÉS, L. (2007). *Futuro de la electricidad, hidrocarburos y energías alternativas*. Bogotá, Editorial Politécnico Gran Colombiano. P.109, 152, 183.

LASHERAS, M. (1999) *La regulación económica de los servicios públicos*. España, Editorial ARIEL S.A. P.15.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Colombia (2010) www.minminas.gov.co [29 de enero de 2010]

MERCADO, J. (2003). ¿Pueden desarrollarse mercados competitivos de gas? Un estudio comparativo de gas natural en Colombia. Bogotá, Universidad Externado de Colombia. P. 27, 29.

OTERO, D. (2007) *Marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. Estudio de caso: Colombia*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Pág. (70, 71, 74, 147) [En Línea] Disponible en: <http://www.olade.org.ec/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf> [5 de febrero de 2010]

PERRY, G. (2009) *LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA: ¿Una historia exitosa hoy en peligro?* Fedesarrollo y Center for Global Development. [Presentación Online] En: Foro El Espectador, Presente y Futuro del Gas en Colombia (Noviembre de 2009, Bogotá) Colombia. Disponible en: www.eeb.com.co/?idcategoria=4342&download=Y [15 de Marzo de 2010]

PROMIGAS Colombia (2010) www.promigas.com [29 de enero de 2010]

PROMIGAS (2009) Informe Sectorial 2008: Colombia y el Sector Gas Natural en América Latina. P. (13, 75, 151-155, 159-165) Disponible en www.promigas.com [29 de enero de 2010]

RESTREPO, J. (2010) *El Sector Gas Natural en Colombia. Esquema General, Problemática y Coyuntura Actual*. En: XIII Asamblea y Congreso Anual de Naturgas (Marzo de 2010, Cartagena de Indias, Colombia) Colombia.

RIVERA, E. (2003) *Teorías de la regulación en la perspectiva de las políticas públicas*. Gestión y Política Pública. Volumen XIII, N.2, II SEMESTRE DE 2004. PP. 309-372. ISSN: 1405 – 1079. México, D.F.

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS, Colombia (2010). www.superservicios.gov.co [1 abril de 2010]

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS, Colombia (2009). *Informe de evolución de tarifas del servicio de gas combustible por red primer semestre de 2009*. Bogotá, Pag. 3-6-10.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME - Colombia (2007) *La Cadena del Gas Natural en Colombia 2003-2007*. P.(45, 46, 56, 89-91) ISBN: 958-97885-9-1

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME- Colombia (2009) Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia 2009. P. (19, 36, 39) [En Línea] Disponible en: www.upme.gov.co

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME - Colombia (2009) Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024. P (19) [En línea] Disponible en: <www.upme.gov.co>

URIBE, E. (2010) *Gas Natural en Colombia: Los Retos Institucionales*. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Presentación] En: XIII Asamblea y Congreso Anual de Naturgas (Marzo de 2010, Cartagena de Indias, Colombia) Colombia.

VACA, C. (2009) *El futuro del gas natural en Colombia*. Revista carta financiera ANIF N. 146 abril-junio 2009 P. (33)

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2010) Neón. www.xm.com.co [1 febrero de 2010]

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2006). *Convergencia de los Sectores Electricidad y Gas en Colombia*. [En Línea] Disponible en: <www.xm.com.co/.../Microsoft%20Word%20-%20Conv_Gas_Elec_IAPGV1.pdf> [5 de marzo de 2010]

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2009). *Informe de operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano*. Medellín. [En Línea] Disponible en: www.xm.com.co [5 de marzo de 2010]

RESOLUCIONES CONSULTADAS

Resolución para suministro de gas 039 de 1975 (Ecopetrol).

Resolución para establecer precio del gas natural 061 de 1983. (MME – Ministerio de Minas y Energía)

Resolución 061 de 1995. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución por la cual se determinan condiciones para contratación de áreas de servicio exclusivo 014 de 1995. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución para transporte y distribución de gas 057 de 1996 (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución para participación de las empresas en el subsector de gas natural 071 de 1998 (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución por la cual se regula transporte de gas combustible 041 de 1998. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte, 071 de 1999. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución Por la cual se establecen los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte 23 de 2000. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución por la cual se determina la remuneración del servicio de transporte de gas natural 001 de 2000. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas). Resolución 018 de 2002. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución por la cual se determina la remuneración de los servicios de distribución y comercialización de gas natural 011 de 2003. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución por la cual se calcula el precio máximo regulado de gas natural 119 de 2005. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

Resolución por la cual se complementa el reglamento único de transporte 041 de 2008. (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).

ANEXOS

ANEXO A. Cuadro Resumen Regulación de Gas Natural en Colombia

NORMA	DESCRIPCIÓN
Ley 142 de 1994	Ley de Servicios públicos domiciliarios, por medio de la cual se reforma el sector y se estructura el gas natural como un servicio público domiciliario. Se separan verticalmente las etapas y se crea la CREG y SSPD. Se estipulan la libre competencia. También crea las áreas de servicio exclusivo.
Resolución 079 de 1975	Expedida por la Comisión de precios del petróleo y del Gas Natural y reguló hasta 2006 los precios del gas natural de Guajira. El índice utilizado era el precio FOB del Fuel Oil de exportación
Resolución Creg 065 de 1995	Presenta el Código de Distribución
Resolucion CREG 057 de 1996	Es la resolución más completa y de la cual se desprenden normas para la producción, transporte, distribución y comercialización de gas natural en Colombia. Fija los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas. También se establecen condiciones junto a la Ley 142 de 1994, para garantizar que no exista monopolio por parte de una empresa en todas las etapas productivas.
Ley 401 de 1997	Creación de ECOGAS
Resolución CREG 041 de 1998	Regulación del servicio de transporte de gas natural, creación del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)
Resolución CREG 001 de 2000	Estableció pares de cargos fijos y variables para remunerar los costos de inversión y tarifas estampilla para remunerar parte de la inversión en los gasoductos principales y los gasoductos ramales.
Resolución CREG 023 de 2000	Establece que los precios se determinan libremente por parte de los productores comercializadores en todos los campos del país, con excepción de los campos ubicados en la Guajira (Ballena), en Opón y en Cusiana-Cupiagua. Modifica parcialmente la Resolución 57 de 1996
Resolución CREG 18 de 2002	Modifica parcialmente la resolución 57 de 1996
Resolución CREG 011 de 2003	Establece regulación de la distribución de Gas natural. Estipula la existencia de tarifas por rangos de consumo.
Resolución CREG 119 de 2005	Modificó el índice con el cual se actualiza el precio. El nuevo índice a aplicar es el "New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price" publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos
Resolución CREG 095 de 2008	Estableció los procedimientos para la venta de gas en firme (Subastas)

Fuente: Realizado por las autoras en base a las resoluciones y leyes investigadas.

ANEXO B. Cargos máximos por entrada y por salida para los diferentes sistemas de transporte

Según la Resolución 57 de 1996, los cargos máximos por entrada y por salida para los diferentes sistemas de transporte son:

a. Sistema de Transporte del Interior

Tabla B.1 Cargos máximos por entrada Sistema de Transporte del Interior

CARGOS MÁXIMOS POR ENTRADA		
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: Resolución 57 de 1996

Tabla B.2 Cargos máximos por salida Sistema de Transporte del Interior

CARGOS MÁXIMOS POR SALIDA		
NODO DE SALIDA	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
Medellín	145	0,059
Bucaramanga - Vasconia	470	0,0190,000
Mariquita	42	0,022
Chinchiná	86	0,045
Cali	160	0,085
La Belleza	-38	-0,023
Bogotá	141	0,05

Fuente: Resolución 57 de 1996

El cargo por volumen es:

- Productores: 0,016 dólares por MPC
- Consumidores: 0,016 dólares por MPC

Los cargos por uso del sistema de transporte del interior se liquidan como un cargo binomio que comprende un cobro por capacidad (US\$/KPCDAÑO) y un cobro por uso (US\$/KPC), dependiendo del tipo de contrato (firme, en pico e interrumpible) y de sus combinaciones.

Además de la existencia de estos cargos, también se le aplicará un cargo “estampilla” creado por la resolución 056 de 1996 igual a US\$ 0,15 por KPC de gas efectivamente transportado.

b. Sistema de Transporte Zona Centro

Tabla B.3 Cargos máximos Sistema de transporte Zona Centro

CARGOS MÁXIMOS		
TRAMO	CARGO POR CAPACIDAD (US\$/KPCD - AÑO)	CARGO POR USO (US\$/KPC)
Ballenas - Barrancabermeja	272	0,111

Fuente: Resolución 57 de 1996

c. Sistema de Transporte Zona Sur

Tabla B.4 Cargos Máximos Sistema de transporte Zona Sur

CARGOS MÁXIMOS		
TRAMO	CARGO POR CAPACIDAD (US\$/KPCD - AÑO)	CARGO POR USO (US\$/KPC)
Neiva-Hobo	749	0,228

Fuente: Resolución 57 de 1996

Al igual que los otros sistemas de transporte, estos cargos se liquidarán como un cargo binomio que comprende un cobro por capacidad (US\$/KPCD-AÑO) y un cobro por uso (US\$/KPC).

ANEXO C. Cálculo de cargos variables y fijos para aplicar en cada rango de consumo en la etapa de distribución

Cargo variable:

$$Mv_{jm} = \frac{G_m + T_m}{1 - p} + Dv_{jm}$$

Cargo Fijo:

$$Mf_{jm} = Df_{jm} + C_m$$

j = Rango j de consumo.

M = Mes de prestación del servicio.

G_m = Costo promedio máximo unitario en \$/m³ para compras de gas natural destinado a usuarios regulados.

T_m = Costo promedio máximo unitario en \$/m³ para el transporte de gas en el Sistema Nacional de Transporte destinado a usuarios regulados.

p = Porcentaje reconocido de pérdidas de gas en el Sistema Nacional de Transporte y en el Sistema de Distribución, equivalente a 3.5%, desagregado en un 1% para el Sistema Nacional de Transporte y un 2.5% para el Sistema de Distribución.

Dv_{jm} = Componente variable del Cargo de Distribución en \$/m³ permitido al Distribuidor por uso de la red aplicable en el mes m , correspondiente al rango j de consumo. No incluye la conexión.

Df_{jm} = Componente fijo del cargo de distribución, expresado en \$/factura, aplicable en el mes m correspondiente al rango j de consumo. Este componente es igual a cero para los usuarios del primer rango de consumo.

C_m = Cargo máximo de Comercialización del mes m expresado en pesos por factura.