



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

ANALISIS DEL MERCADO DE GAS NATURAL Y REGIMEN DE REGULACIÓN DE PRECIOS DE SUMINISTRO

DOCUMENTO CREG-057
JULIO 22 DE 2005

CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	6
2. ANTECEDENTES REGULATORIOS	7
2.1. Propuestas de Política Regulatoria.....	7
2.2. Avances en el Desarrollo de las Propuestas	8
2.3. Logros y retos para el desarrollo del mercado	12
3. SITUACIÓN DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE GAS NATURAL	13
3.1. Oferta de Gas Natural	14
3.2. Demanda de Gas Natural.....	23
3.3. Contratación de Suministro	35
3.4. Homogeneidad del producto y discriminación de Precios.....	39
3.5. Sistemas de Información	41
3.6. Poder de mercado y potencialidad regional de penetración de gas	42
4. PROPUESTA REGULATORIA	58
5. REFERENCIAS	62

COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GAS NATURAL

1. INTRODUCCIÓN

En 1995 la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la Resolución CREG-029 de 1995, incorporada y sustituida por la Resolución CREG-057 de 1996 y posteriormente por la Resolución CREG-023 de 2000, planteó una estrategia procompetitiva tendiente a la liberación de precios de gas del productor de gas a partir del 9 de septiembre de 2005 si se presentaban condiciones de competencia en el mercado de gas al mayoreo.

En el artículo 3 de la última resolución mencionada se establecen los Precios Máximos Regulados en dólares por millón de BTU, para el Gas Natural colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte, y en el párrafo 2 de este mismo artículo se menciona que:

“Las decisiones adoptadas en el presente Artículo se aplicarán hasta el 9 de septiembre del año 2005. Cumplida esta fecha, el precio del gas no estará sujeto a tope alguno. Lo anterior, sin perjuicio de que se ejerzan las competencias que la Ley asigna a la CREG, relacionadas con lo dispuesto en los Artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994.”

Los artículos 88.2 y 88.3 a los que hace referencia este artículo establecen en qué situaciones es factible permitir que las tarifas sean fijadas libremente por las empresas. Este documento consigna el análisis del mercado de gas natural, regulado y no regulado, que se adelantó con el objeto de evaluar si el mismo presenta las condiciones establecidas en los mencionados artículos de la Ley 142 de 1994 bajo los cuales es posible desregular el precio de suministro de gas natural.

Tras hacer un diagnóstico de la situación actual y de las perspectivas de mediano plazo, se propone derogar el párrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG-023 de 2000 y mantener el régimen de regulación de precios vigente para todos los campos de producción de gas natural.

El documento incluye, en la primera sección, un resumen de los antecedentes de política regulatoria relacionados con la comercialización al mayoreo de gas natural. La segunda sección contiene el análisis de las condiciones de competencia en el mercado para argumentar por qué se recomienda mantener el régimen de regulación de precios vigente para todos los campos de producción de gas. Por último se plantea la necesidad de implementar algunas estrategias para conducir al mercado de gas a una situación de competencia en el largo plazo. Las propuestas regulatorias para desarrollar dichas estrategias serán planteadas posteriormente de manera independiente y complementaria a los análisis de que trata este documento.

2. ANTECEDENTES REGULATORIOS

Para situar en contexto la evolución del mercado y propiciar un adecuado entendimiento de la coherencia de las propuestas regulatorias con su desarrollo histórico, a continuación se presenta un recuento de las estrategias sobre las cuales se ha desarrollado la regulación del mercado mayorista de gas natural en los últimos años (Figura 1).

2.1. Propuestas de Política Regulatoria

Las propuestas planteadas por la Comisión en 1995, identificaron los siguientes objetivos para el desarrollo de la regulación de la comercialización de gas natural al mayoreo¹:

- Promover el desarrollo del mercado de gas, su masificación y la sustitución de combustibles más costosos.
- Desarrollar, como instrumento para el logro del primer objetivo, una política comercial que favorezca la concurrencia entre productores y la comercialización independiente del combustible.
- Promover un desarrollo sostenible de la industria preservando incentivos a la exploración y explotación del gas.

El diagnóstico de la situación de mercado en ese momento llevaba a concluir que existían limitaciones que impedían consolidar un mercado competitivo de gas a nivel mayorista, generadas principalmente por la concentración de la participación de ECOPETROL en la producción y comercialización del gas, en virtud del Decreto 2310 de 1974 que obligó su participación en la exploración y explotación de hidrocarburos como representante de los intereses de la Nación.

Con base en lo anterior, la Comisión recomendó la implementación de las siguientes medidas²:

- Regulación de precios al productor en boca de pozo para la producción existente. Como incentivo para fomentar la exploración y explotación de reservas adicionales, el tope de precios no sería aplicable a la producción proveniente de nuevos descubrimientos.
- Negociación directa entre productores, comercializadores y grandes consumidores.
- Prohibición de la comercialización conjunta para evitar la consolidación de acuerdos entre productores y reducir el impacto de la posición dominante de ECOPETROL.

¹ Documento CREG 057 del 15 de Agosto de 1995

² Documento CREG 048 del 20 de junio de 1995

- Comercialización del gas proveniente de regalías por parte de otros comercializadores a través de la introducción de ofertas públicas de contratos de suministro.
- Creación de un sistema de transporte de acceso abierto con el fin de garantizar igualdad de condiciones para todos los agentes. En este sentido se recomendó la separación de la actividad de transporte de ECOPETROL, y en general independizar los negocios de transporte de los negocios de producción y comercialización de gas.

Adicionalmente, se recomendó avanzar en las siguientes reformas legales (CREG, 1995):

- Reformar el régimen fiscal de la exploración y explotación de hidrocarburos, (Decreto 2310 de 1974), específicamente para permitir el acceso libre a cualquier agente, sin la necesidad de asociarse con ECOPETROL.
- Introducir una reforma tributaria para capturar, vía impuestos, las rentas extraordinarias ("windfall profits") generadas por incrementos en los precios del gas. Este control evitaría incrementos exagerados del precio ante una eventual desregulación.

2.2. Avances en el Desarrollo de las Propuestas

A partir de las propuestas arriba señaladas, a continuación se resumen los principales avances en materia regulatoria y otras reformas consideradas representativas para el desarrollo del mercado mayorista de gas.

Año 1995

Mediante Resolución CREG-029 de 1995, la Comisión reguló la actividad de comercialización de gas natural en el mercado mayorista y el precio máximo de entrega en troncal.

Año 1996

La Comisión expidió la Resolución CREG-057 de 1996, en la que se definieron los siguientes aspectos relacionados con la regulación de las actividades de producción y comercialización de gas natural al mayoreo.

- Separación de las actividades de la cadena de prestación del servicio, y libre acceso al sistema de transporte.
- Creación de la actividad de comercialización de gas.
- Definición de precios máximos del gas natural en troncal.

- Definición de las condiciones que podrían llevar a prohibir la comercialización conjunta en el año 2000.
- Separación contable de la actividad de gas en ECOPETROL.
- Negociación libre para grandes consumidores.
- Comercialización de regalías del Estado por parte de ECOPETROL.

Año 1997

Expedición de la Ley 401 de 1997, mediante la cual se creó ECOGAS como compañía dedicada exclusivamente a la actividad de transporte de gas natural.

Año 1998

La Comisión expidió la Resolución CREG-071 de 1998, mediante la cual adoptó disposiciones relacionadas con la estructura de la industria, entre otras, los límites de participación en el mercado de los comercializadores de gas natural. Adicionalmente, prohibió la comercialización conjunta del gas natural por parte de los socios de un contrato de asociación a partir de septiembre del año 2000, conforme a lo establecido previamente en la Resolución CREG 057 de 1996.

Año 1999

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, se adoptó el Reglamento Único de Transporte – RUT el cual incluye medidas como:

- Regulación del libre acceso físico y comercial al sistema de transporte.
- Creación de los Boletines Electrónicos de Operación – BEO, como mecanismo para difundir información sobre la situación de la red de transporte para el mercado.
- Creación, desde el punto de vista regulatorio, del mercado secundario de suministro y transporte.
- Determinación de reglas para la operación de gasoductos tales como procesos de nominación, facturación y medición.
- Especificaciones de calidad del gas natural para entrega en Punto de Entrada al Sistema de Transporte.

Año 2000

Se expidió la Resolución CREG 001 de 2000, la cual definió la nueva metodología tarifaria para el transporte. En esta metodología se establece explícitamente la aplicación de la señal de distancia para la determinación de los cargos regulados, con lo cual, implícitamente se segmentó el mercado en función de los costos de transporte.

De otra parte, se adoptó la Resolución CREG 023 de 2000, la cual estableció entre otros aspectos, los siguientes:

- Precio máximo regulado del gas natural en Punto de Entrada al Sistema de Transporte, el cual se aplica para los campos de la Guajira, Opón y Cusiana y Cupiagua. Para la producción de campos diferentes a los establecidos en esta Resolución, existentes o futuros, se definió un régimen de libertad vigilada.
- Condiciones de contratación para el suministro de gas natural a usuarios regulados y no regulados.

De otra parte, mediante la Resolución CREG-018 de 2000, la Comisión reguló la actividad de exportaciones de gas natural.

Año 2002

La Comisión adoptó las Resoluciones CREG 018 y 050 de 2002, mediante las cuales se estipularon los siguientes aspectos:

- Condiciones de precio para el gas natural asociado producido en Cusiana y Cupiagua, reemplazando lo dispuesto en la Resolución CREG 023 de 2000. Se estipuló que si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado necesarias para inyectarlo al Sistema de Transporte en las condiciones establecidas era superior a 180 MPCD, el precio no tendría sujeción a tope máximo.
- Excepción a la prohibición de comercializar de manera conjunta la producción proveniente de campos de gas natural asociado.

Año 2003

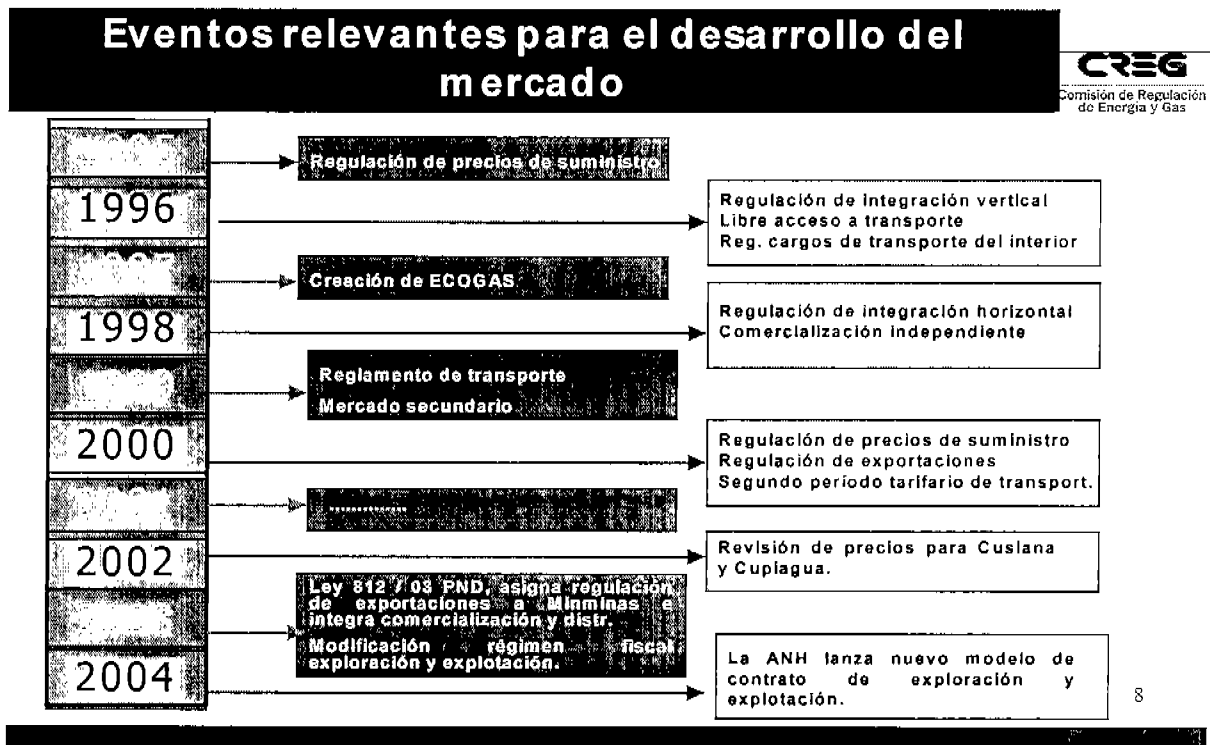
El Congreso Nacional expidió la Ley del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003) mediante la cual asigna la función de regulación de exportaciones de gas al Ministerio de Minas y Energía y establece disposiciones adicionales para la comercialización de gas natural.

A través del Decreto 1760 de 2003, el Gobierno Nacional modificó el régimen fiscal de la exploración y explotación de hidrocarburos, eliminando el monopolio que tenía ECOPETROL en esta actividad. En este documento se explicará en detalle los efectos de este Decreto en el mercado mayorista de gas natural.

El Ministerio de Minas y Energía expidió los Decretos 3428 y 3429 de 2003, de los cuales se destacan los siguientes aspectos:

- Regulación de las exportaciones: Los precios son determinados libremente entre las partes y se establecen las condiciones para la suscripción de nuevos contratos. Así, las exportaciones no quedan sujetas a la Ley 142 de 1994.
- La comercialización de gas natural a usuarios regulados: Según el Decreto esta actividad seguirá siendo desarrollada únicamente por los distribuidores-comercializadores hasta que la comercialización desarrollada por los productores y los agentes importadores se considere competitiva.

Figura 1. Antecedentes Regulatorios y Normativos



Fuente: CREG

Año 2004

La Agencia Nacional de Hidrocarburos lanzó al mercado el nuevo modelo de contrato de exploración y explotación de hidrocarburos, en el cual se destacan los siguientes aspectos de incidencia importante para el mercado de gas natural:

- Eliminación de la participación mandatoria de ECOPETROL en la contratación de la exploración y explotación de hidrocarburos.

- Definición de cláusulas particulares que flexibilizan los períodos de exploración y explotación de gas natural de acuerdo con el desarrollo del mercado.
- Administración de regalías por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Implementación de mecanismos para la administración de las rentas excesivas, "windfall profits", originadas por la liberación de precios.

2.3. Logros y retos para el desarrollo del mercado

Del recuento realizado se observa que en la década pasada se adelantaron acciones muy importantes para el desarrollo del mercado, tales como: i) la creación de Ecogas; ii) el desarrollo de un nuevo régimen fiscal para la exploración y explotación de hidrocarburos; iii) la regulación e implementación del libre acceso al sistema de transporte; y iv) la negociación libre entre productores-comercializadores y grandes consumidores. De otra parte, aunque no se planteó en 1995, el desarrollo del mercado secundario también ha dinamizado la comercialización de gas al mayoreo.

No obstante lo anterior, es necesario consolidar la comercialización independiente, propiciar la comercialización independiente del gas de regalías y avanzaren aspectos no propuestos en 1995 como el desarrollo de: i) sistemas de información; ii) mercados de corto plazo; iii) esquemas de coordinación electricidad y gas; y iv) el desarrollo institucional del mercado.

3. SITUACIÓN DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

En la Resolución CREG-023 de 2000, la Comisión mantuvo la decisión de desregular el precio de suministro de gas a partir del 9 de septiembre de 2005, siempre y cuando se cumplieran las disposiciones previstas en 88.3 los artículos 88.2 de la Ley 142 de 2004, que establecen:

"88.2 Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis que hará la comisión respectiva, con base en los criterios y definiciones de esta ley"

"88.3 Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta ley"

Como es bien conocido, la teoría económica ha concluido que para que existan condiciones de competencia perfecta en el mercado es necesario que todas las empresas enfrenten una curva de demanda de un producto homogéneo perfectamente horizontal, y que las empresas puedan entrar o salir libremente de la industria³.

Esta situación de total elasticidad de la demanda y de ausencia de poder de mercado solo se produce bajo ciertas condiciones:

- Número alto de compradores y vendedores cuyas demandas y ofertas, respectivamente, son pequeñas comparadas con la cantidad total transada en el mercado.
- Todos los agentes que participan en el mercado cuentan con información sobre los precios del producto y de los sustitutos, y en general sobre todas las variables que puedan afectar sus decisiones de compra o venta.

A continuación se presenta un diagnóstico de la situación de competencia en el mercado de gas natural, con el objeto de valorar si existen las condiciones bajo las cuales la Ley permite adoptar un régimen de liberación de precios y esta liberación conduce a resultados eficientes desde el punto de vista económico.

Es importante recordar que dada la dificultad de encontrar mercados en competencia perfecta, el análisis amplía el concepto de un mercado competitivo a aquel en donde los sustitutos hacen disputable la demanda, y por tanto disciplinan el precio del bien a pesar de la existencia de un número reducido de oferentes del mismo. La misma Ley 142 de 1994 (Art 14.13) involucra este concepto al definir Posición Dominante como *"...la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los sustitutos próximos de éste, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado"* (subrayado fuera de texto).

³ PINDYCK, Robert, RUBINFELD, Daniel. Microeconomía. Tercera Edición. Editorial Prentice Hall. 1995.

3.1. Oferta de Gas Natural

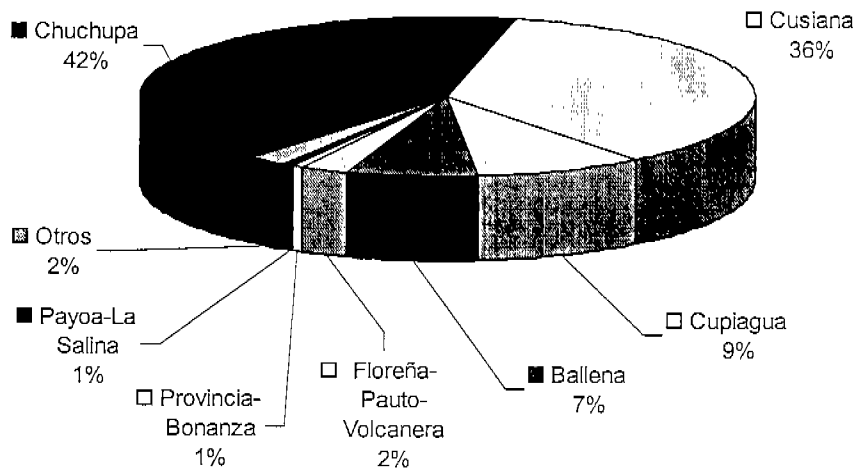
Situación de las Reservas

Las estimaciones sobre la disponibilidad de gas natural adelantadas por ECOPETROL concluyen que las reservas comerciales remanentes de gas natural a diciembre 31 de 2004 sumaron 4,19 Tera Pies Cúbicos (TPC)⁴. De acuerdo con lo establecido en el Decreto 3428 de 2003, el Ministerio de Minas y Energía ha determinado que el factor R/P de referencia (a partir de las reservas probadas y la producción de referencia) a 31 de marzo de 2005 corresponde a 14,94 años⁵.

La distribución geográfica de estas reservas es altamente concentrada, el 97% se localiza en dos zonas del país: la zona de la Guajira (las reservas de los campos Ballena y Chuchupa representan el 49% del total nacional) y la zona del Casanare (las reservas de los campos Cusiana, Cupiagua, Floreña, Pauto y Volcanera representan el 47% del total nacional). En la Figura 2 se muestra la composición de las reservas probadas comerciales remanentes para los campos que se encuentran en producción.

En cuanto al régimen fiscal aplicable a la producción, el 98% de las reservas se explota bajo el esquema de asociación, en el que ECOPETROL en asocio con otras compañías privadas desarrollan la explotación de las reservas probadas. El 2% restante es producido directamente por ECOPETROL en campos de su propiedad. Las compañías asociadas con ECOPETROL y que hacen parte de estos contratos de producción de gas natural se presentan en el Anexo 1.

Figura 2. *Distribución de las Reservas Probadas Comerciales Remanentes de Gas Natural por Campo a Dic. de 2004*



Fuente: ECOPETROL (Radicado CREG E2005-001029)

Régimen Fiscal para la Exploración y Explotación

⁴ Información ECOPETROL, Radicado CREG E2005-001029

⁵ Ministerio de Minas y Energía, www.minminas.gov.co

Desde la década de 1970⁶, el esquema contractual utilizado para desarrollar la exploración y explotación de hidrocarburos en el país fue el contrato de asociación. En este sistema, ECOPETROL como encargado de la exploración y explotación de hidrocarburos y representando los intereses de la Nación, se asociaba con otras compañías para desarrollar las reservas descubiertas. Bajo el sistema de asociación se explotan actualmente los mayores yacimientos de petróleo y gas de Colombia.

De este régimen fiscal se destacan los siguientes aspectos: i) la obligación de asociación con ECOPETROL, que incrementó la concentración de la participación en el mercado en un solo agente, reduciendo las posibilidades de promover la competencia; ii) que el contrato de asociación (Cláusula 14) establece la posibilidad de que cada uno de los socios comercialice de manera independiente el gas de su propiedad; iii) que no se contaba con períodos de explotación de gas natural acordes con el desarrollo del mercado; y iv) el administrador del recurso natural era ECOPETROL, acentuando su posición privilegiada en el mercado.

Nuevo Contrato para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

En 2003, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 1760, mediante el cual creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y le encargó la responsabilidad de la administración y la asignación de los recursos hidrocarburíferos del Estado para su desarrollo. Anteriormente estas funciones eran desarrolladas por ECOPETROL.

Con la entrada en vigencia del Decreto 1760 de 2003, se modifica el esquema contractual para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país. La ANH diseñó un nuevo esquema de contratos de concesión (ANH, 2004) en el cual, para la adjudicación de las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos habrá competencia entre las diferentes compañías interesadas.

Bajo este esquema, ECOPETROL participa como un agente más en igualdad de condiciones, y en general, el contratista (cualquiera que sea), deberá asumir todos los riesgos exploratorios con plena autonomía y responsabilidad operativa, a cambio de la posibilidad de disponer del 100% de la producción que resulte después del pago de regalías e impuestos (Figura 3), para la venta al interior del país o para la exportación, considerando las disposiciones legales que regulen la materia.

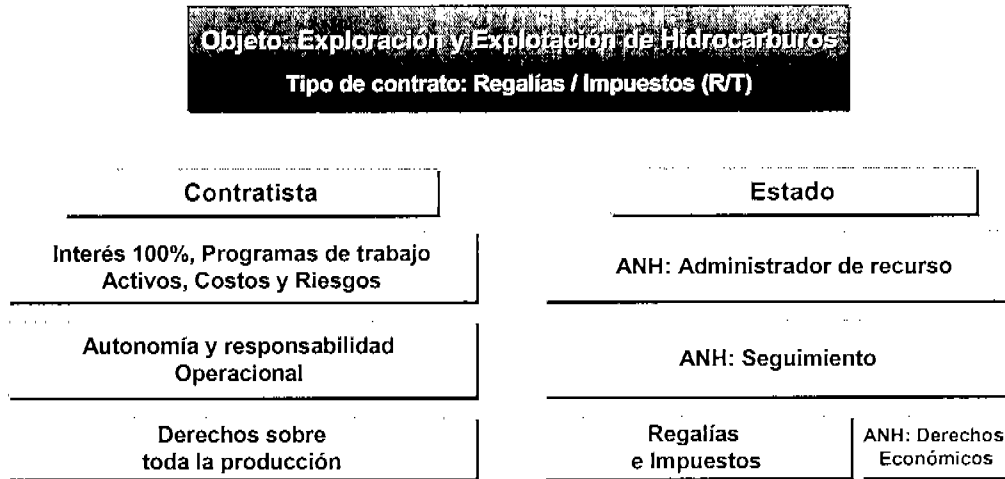
Para el mercado colombiano de gas natural, en particular para las actividades de producción y comercialización, el nuevo esquema define reglas claras y ofrece igualdad de condiciones a todos los Agentes de la industria. Adicionalmente, los intereses de la Nación en la explotación de las reservas de gas natural se recibirán en forma de regalías, impuestos y derechos, con lo cual ECOPETROL actúa como un agente independiente y su participación en la exploración y explotación de hidrocarburos se definirá en condiciones de competencia con las demás compañías del mercado.

En cuanto a las regalías, se aplica el esquema flexible vigente (Ley 756 de 2002) en el que el porcentaje de regalías a pagar depende del volumen de producción del campo.

⁶ Con la aprobación de la Ley 20 de 1969 y el Decreto 2310 de 1974.

Para el caso de la producción de gas natural, existe un descuento de las regalías que varía para campos ubicados dentro del continente (20%) y costa afuera (40%). La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) podrá recaudar las regalías en especie para su posterior comercialización⁷.

Figura 3. Nuevo Esquema Contractual



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, página web

Del nuevo esquema es relevante destacar los siguientes efectos para el mercado de gas natural:

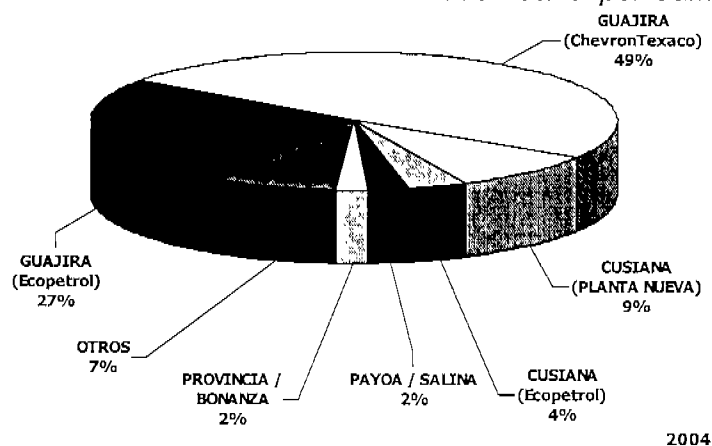
- Se definieron condiciones especiales para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural, en consistencia con el desarrollo del mercado.
- La participación de ECOPETROL en los contratos de explotación no es obligatoria, por lo tanto, presumiblemente en el futuro existirá un mayor número de agentes productores para la comercialización de las reservas de los nuevos descubrimientos.
- Si la ANH ejerce la potestad de recaudar en especie el volumen de gas de regalías para su posterior comercialización, podría existir un agente más en el mercado de suministro de gas.
- La CREG deja de ser la autoridad competente para regular la comercialización del gas natural de regalías.
- La administración del recurso hidrocarburífero se traslada de ECOPETROL a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

⁷ Cláusula 12, Modelo de Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

Situación del Suministro de Gas Natural

La producción anual de gas natural para suministro al servicio público domiciliario⁸, ha presentado un comportamiento estable durante los últimos años. Para el año 2004, el 75,4% del volumen de gas suministrado al mercado (619,64 millones de pies cúbicos diarios), provino esencialmente de los campos de la Guajira y solamente el 12,8% de los campos de los Llanos Orientales (Figura 4).

Figura 4. Distribución del Suministro de Gas Natural por Campo en 2004



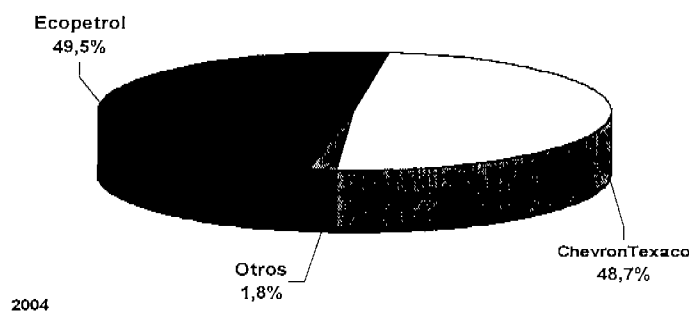
2004

Fuente: UPME, Proyecciones de Demanda de Gas Natural 2004-2020

Desde el punto de vista de la titularidad de la producción, existe también una concentración de la oferta. En 2004, ECOPETROL y ChevronTexaco suministraron 49,5% y el 48,7% del suministro total respectivamente. A pesar de que existen 10 productores de gas natural en el país, solo dos de ellos comercializaron en el mercado primario el 98% del suministro total de gas natural en el año 2004 (Figura 5).

⁸ El suministro se refiere a la producción de gas natural que fue destinada para el consumo de los diferentes sectores. No tiene en cuenta el volumen que se produce para reinyección y necesidades internas de los campos productores.

Figura 5. Distribución del Suministro de Gas Natural por Comercializador en 2004



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información de ECOPETROL

En la siguiente tabla se presentan los valores que toma el Índice de Herfindahl - Hirschmann (HHI)⁹ para el mercado de comercialización de gas natural desde la producción, durante los últimos 2 años. Como se observa en la Tabla 1, si bien se ha registrado una disminución en el valor del índice del año 2003 al 2004, un HHI de 4.824 continúa reflejando un mercado “altamente concentrado”.

Tabla 1. Índice Herfindahl - Hirschmann (HHI) para la Comercialización Mayorista de Gas

	2003	2004
HHI	5.383	4.824

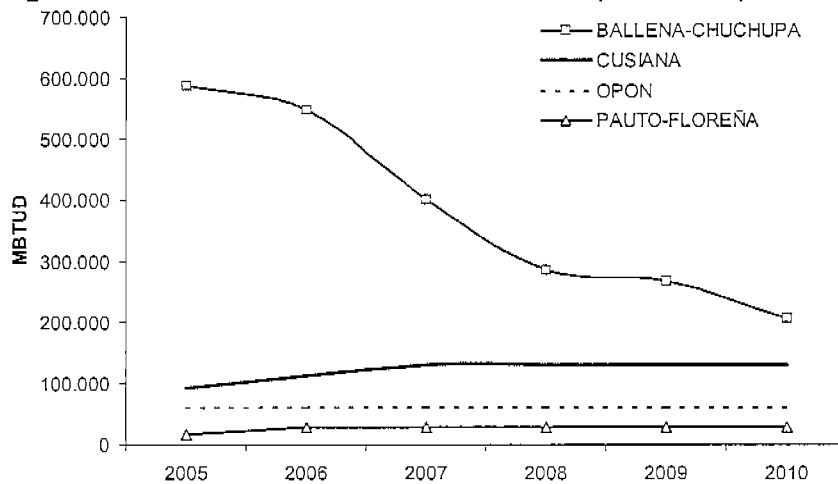
Fuente: Cálculos CREG

Situación de la Contratación de Gas

En cuanto a la contratación por productor-comercializador bajo la modalidad en firme, la concentración se mantiene en el mediano plazo, según los análisis de la información de contratos remitida por los agentes a la Comisión. Así, la contratación en firme distribuida por los principales campos de producción (Figura 6), muestra que los campos de la Guajira continuarán suministrando el mayor volumen de gas al mercado, no obstante se debe tener en cuenta que a 31 de diciembre de 2006 habrán terminado el 66% de los contratos analizados, con lo cual la situación de contratación en firme por campo a mediano plazo puede cambiar.

⁹ Cuando el HHI es inferior a 1.000, el mercado se puede calificar como “no concentrado”; si está entre 1.000 y 1.800, como “moderadamente concentrado”; y si es superior a 1.800, como “altamente concentrado”.

Figura 6. Contratación en Firme de los Principales Campos de Producción

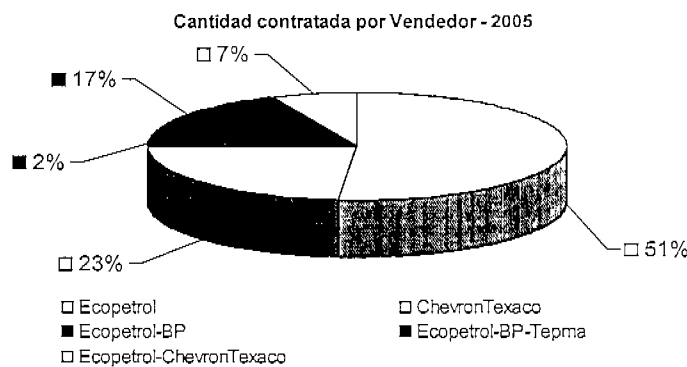


Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Analizando la contratación de suministro de gas natural por cada productor para el año 2004 (Figura 7), se evidencia también una alta concentración. El 77% del volumen contratado bajo la modalidad firme, está en cabeza de ECOPEPETROL en forma independiente o conjunta con sus asociados (51% contratación independiente de ECOPEPETROL y 26% en conjunto con sus asociados). Por su parte, ChevronTexaco tenía contratado en firme el 23% del volumen total.

En el caso de la contratación, nuevamente se evidencia una alta concentración: el HHI es igual a 4.729, considerando la participación de mercado como la proporción porcentual del volumen contratado en firme por cada comercializador incluyendo la contratación conjunta y la comercialización de regalías por parte de ECOPEPETROL.

Figura 7. Distribución de la Contratación por Comercializador para 2005



Fuente: CREG, información reportada por los productores/comercializadores

En el caso del sector térmico, la situación de concentración en el mercado nacional de gas para este segmento se acentúa (Figura 8), y se evidencia que la misma es superior para el caso de las térmicas ubicadas en el interior del país (Ver Figuras 9 y 10).

Figura 8. Distribución de la Contratación con el Sector Térmico por Comercializador para 2005

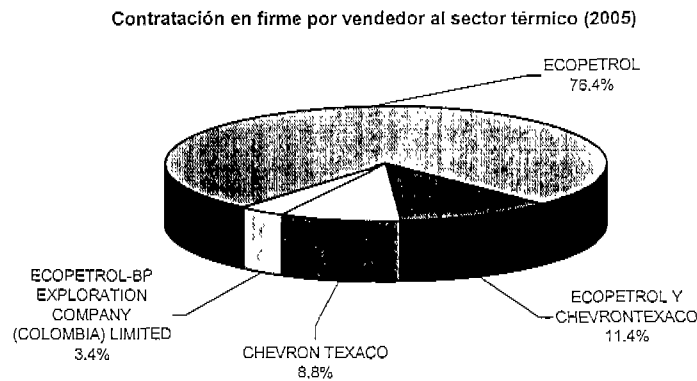


Figura 9. Distribución de la Contratación con el Sector Térmico de la Costa Atlántica por Comercializador para 2005

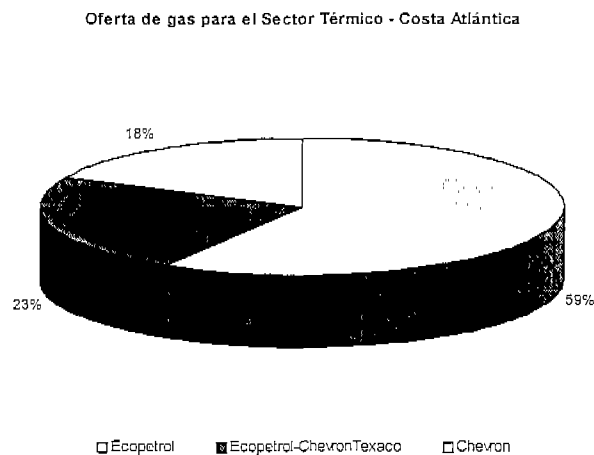
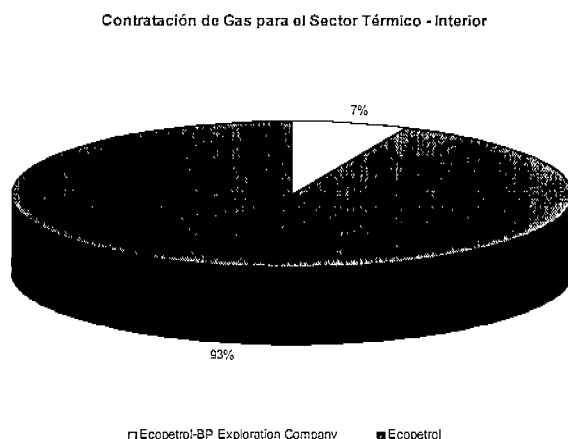


Figura 10. *Distribución de la Contratación con el Sector Térmico del Interior por Comercializador para 2005*



Según los análisis realizados por la Comisión, la figura de Comercialización Conjunta acentúa la concentración del mercado. Como un mecanismo para mitigar la concentración del mercado de comercialización, la CREG estableció que a partir del año 2000, no se podría comercializar el gas natural de manera conjunta para todos los contratos de exploración y producción (Resolución CREG 071 de 1998). En la actualidad, la comercialización conjunta¹⁰ está prohibida para todos los campos de producción de gas natural con excepción de aquellos campos donde se produce gas natural asociado.

Sistema de Transporte de Gas y regionalización del mercado

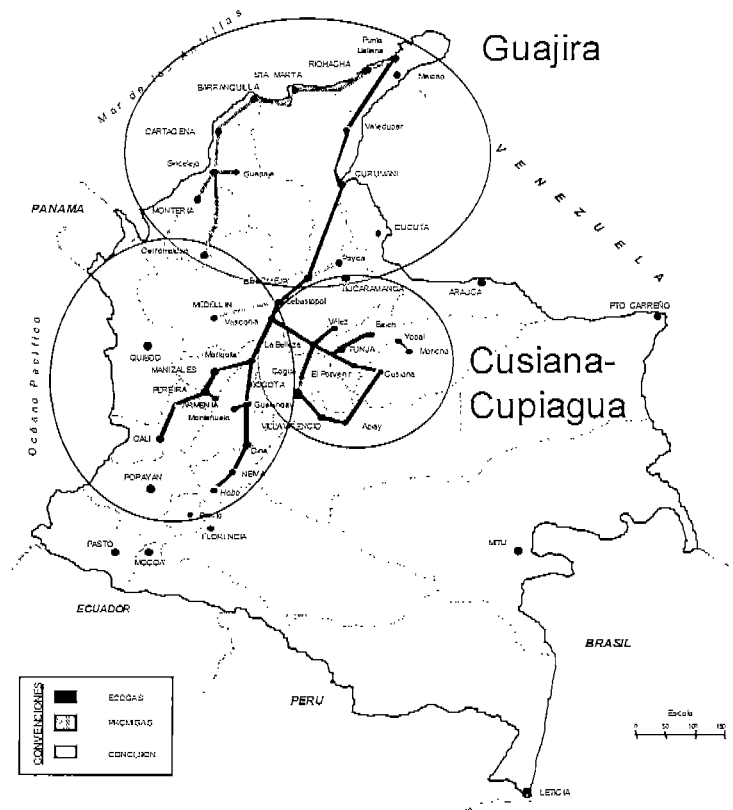
La infraestructura existente conecta los centros de producción con las principales ciudades y puntos de consumo. No obstante, su configuración y el esquema de regulación de cargos por distancia limita la competencia en algunas regiones del país entre las diferentes cuencas productoras. De hecho, el Sistema de Transporte tiene una configuración radial con cargos por distancia contribuye a generar un producto diferenciado.

Los mercados desarrollados de gas natural, como características comunes, cuentan con una red de gasoductos con activos contablemente depreciados y suficientemente interconectada, lo cual ofrece a los centros de consumo bajos cargos de transporte y diversas alternativas de transporte desde los centros de producción. Estas características permiten el desarrollo de mercados de transporte y en cierta forma generan una competencia entre gasoductos, lo que dinamiza el mercado en general (IEA, 2004).

¹⁰ De acuerdo con la definición vigente, la comercialización conjunta se configura cuando "los socios de un campo productor o de un contrato de asociación comercializan el gas natural producido conjuntamente, de manera que exista un solo vendedor de gas natural del campo o del contrato" (Resolución CREG 057 de 1996).

En Colombia, teniendo en cuenta la concentración geográfica de la producción (en la Guajira y el Casanare se ubica el 97% de las reservas probadas de gas natural) y la distancia existente hasta los principales centros de consumo, el costo de transporte de gas crea mercados naturales para cada campo de producción, lo que reduce las posibilidades de competencia a nivel de comercialización mayorista entre fuentes de producción (Figura 11).

Figura 11. Conformación de los Mercados de Gas según Costos de Transporte



Fuente: CREG

Un análisis de los costos de transporte desde las principales fuentes de suministro hasta los principales centros de consumo permite concluir que el gas proveniente de la Guajira (Chuchupa y Ballena) es menos competitivo en la zona de Bogotá y Boyacá-Santander. De la misma forma, el gas proveniente del Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros) no podría competir en la zona de la Costa Atlántica. En las demás regiones del país es más factible la competencia entre estos campos, desde el punto de vista del costo de transporte. En todo caso, la competencia entre las regiones productoras depende del

grado de congestión del sistema de transporte que las conecta. En la Tabla 2 se presenta una matriz origen-destino del cargo equivalente de transporte.

Tabla 2. Cargos Equivalentes de Transporte (US\$ de Dic. de 2002/KPC)

ORIGEN	DESTINO	BOGOTÁ		CALI	MEDELLÍN	NEIVA	BOY. - SANT.	TERMO	TERMO	TERMO
		COGUA	USME					SIERRA	VALLE	DORADA
BALLENA	Res. 125	2,12		2,25	1,99	2,27	2,26	1,14	2,25	1,40
BARRANCA	Res. 125	1,46		1,59	1,33	1,61	1,60	0,48	1,59	0,74
CUSIANA	Res. 125	1,33	1,47	1,99	1,90	2,01	1,23	0,97	1,99	1,14
APIAY	Res. 125		0,69							
MONTAÑUELO	Res. 125	2,21		1,82	2,25	0,79	2,35	1,31	1,82	1,23
RÍO CEIBAS	Res. 125	2,39		2,00	2,42	0,62	2,52	1,49	2,00	1,41

NOTA: Se incluye tarifa aprobada para los tramos Cusiana - El Porvenir, Cogua - Bogotá y Sebastopol - Medellín

ORIGEN	DESTINO	BARRANQUILLA	CARTAGENA	SINCELEJO	JOBO
BALLENA	Res. 070	0,46	0,51	0,65	0,75

NOTA: Se incluyen las estampillas aprobadas

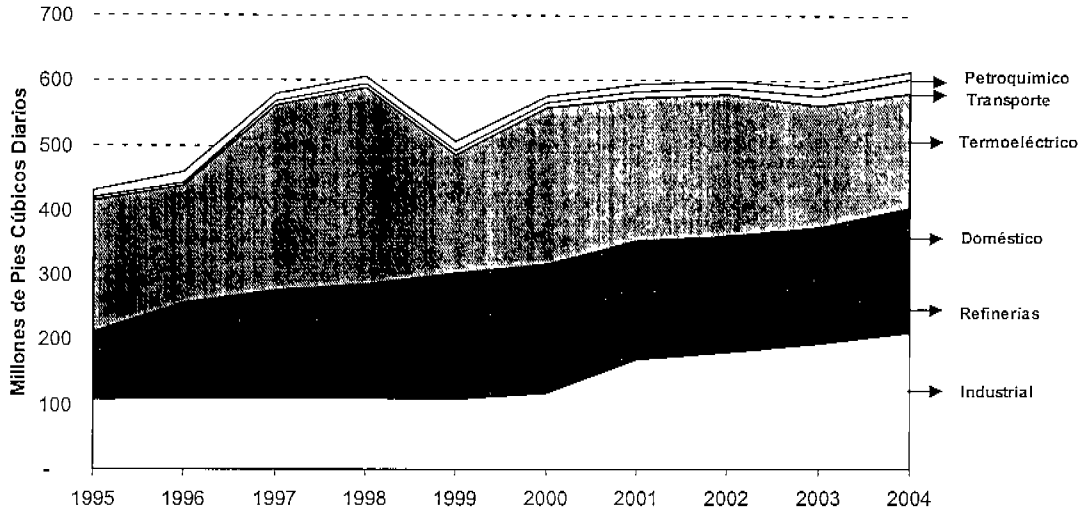
Fuente: Cálculos CREG de la Resolución CREG 125 de 2003 y 070 de 2003

3.2. Demanda de Gas Natural

El gas natural en Colombia se ha destinado principalmente a los sectores termoeléctrico e industrial. De hecho, en el año 2004 el sector de mayor consumo fue el sector industrial (34,17% del total), seguido del sector termoeléctrico (29,08% del total). En este año, los cerca de 3.5 millones de usuarios del sector residencial consumieron 103 MPCD en promedio.

En el último año, los sectores de mayor crecimiento anual fueron el vehicular (33,28%), el residencial (9,63%) y el industrial (8,40%). La evolución del consumo por sectores se presenta en la Figura 12.

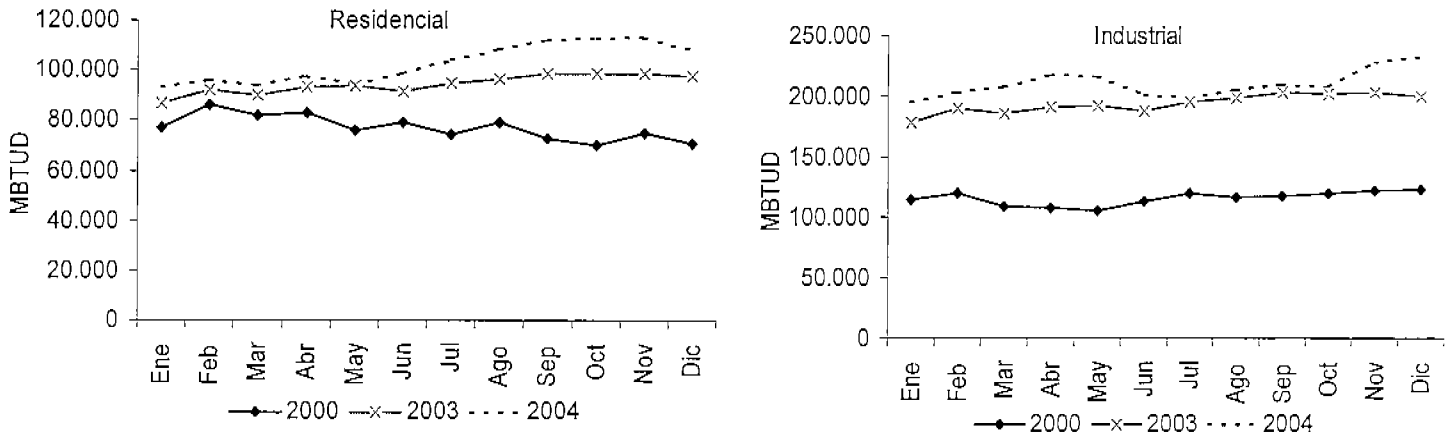
Figura 12. *Distribución del Consumo de Gas Natural en Colombia*



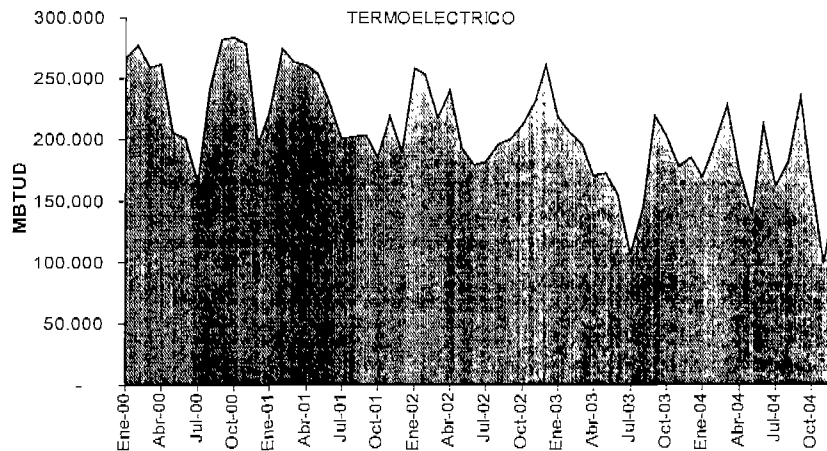
Fuente: UPME, ECOPEPETROL.

En cuanto al perfil de consumo de cada sector, como es de esperarse, los sectores residencial e industrial tienen un comportamiento estable en todos los meses del año (Figura 13). La estacionalidad en la demanda de gas atribuible al sector térmico colombiano, y que se observada en otros países, no se ha presentado en los últimos años (Figura 14).

Figura 13. *Consumo Mensual de Gas Natural para los Sectores Residencial e Industrial*



Fuente: Elaboración CREG a partir de información de ECOPEPETROL

Figura 14. Evolución del Consumo Mensual de Gas Natural del Sector Termoeléctrico

Fuente: Cálculos CREG a partir de información de ECOPETROL

Concentración de la demanda agregada de gas natural

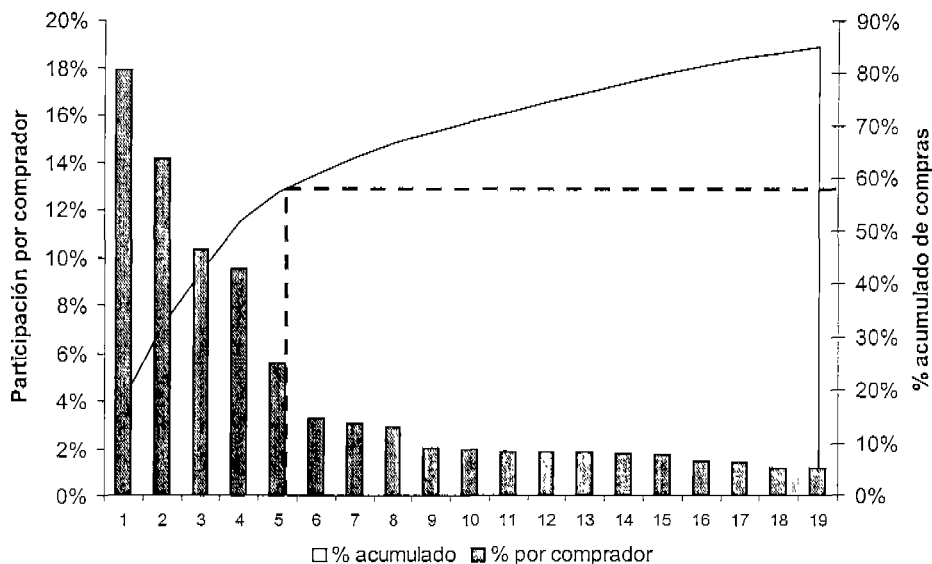
Los análisis adelantados por la CREG evidencian que la demanda de gas natural presenta una situación de concentración. La Figura 15 muestra la composición del consumo de los principales compradores (usuarios no regulados) durante el año 2004. Se puede observar que cerca del 60% del volumen consumido se concentra en 5 agentes que representan el 7% de los 76 compradores reportados y, el 80% de la demanda se concentra en el 20% de los compradores reportados. Esta situación ha permanecido constante durante 2003 y 2004, según las cifras que han sido reportadas al Sistema Único de Información (SUI)¹¹.

En general, si bien en Colombia existe un número importante de jugadores en el lado de la demanda de gas natural, el consumo individual de la mayoría de estos agentes es reducido y un gran porcentaje del volumen se concentra en pocos agentes.

Si bien la Figura 15 evidencia la concentración en el lado de la demanda de gas natural, es pertinente analizar de manera individual cada sector de consumo por considerar que la clasificación de los usuarios entre regulados y no regulados puede revelar diferencias en el número de agentes que demandan gas natural a los productores-comercializadores para atender estos sectores. Por otra parte, más adelante se presentará un análisis de elasticidad de la demanda, en donde la clasificación de los usuarios por sector es un aspecto fundamental.

¹¹ Circular Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – Comisión de Regulación de Energía y Gas No. 006 de 2003

Figura 15. Compradores de Gas en el Sector No Regulado (2004)



Fuente: Base de Datos CREG

Caracterización de la demanda de gas natural por sector

i) Sectores Residencial y Comercial

Los altos costos de la electricidad frente a otros energéticos motivaron la implementación del Plan de Masificación de gas. Desde el inicio de la década de los noventa, el consumo residencial y comercial de gas ha venido incrementándose en el país, pasando de 6.82% de la demanda nacional en 1993 al 22.5% diez años más tarde. En términos de consumo (Tabla 4), estos sectores contabilizaron el 70.52% de la demanda atendida mediante los sistemas de distribución.

Tabla 3. Usuarios regulados conectados a los Sistemas de Distribución de Gas Natural en diciembre de 2004

Empresa	Comercial	Industrial	Oficial	Especial	Residencial	Total Usuarios	% Participación por Empresa	
Gas Natural S.A. E.S.P.	15,216	568	0		120	1,122,245	1,138,149	37.02%
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	6,669	375	45		6	468,375	475,470	15.47%
Gases De Occidente S.A. E.S.P.	3,910	180	1		8	255,913	260,012	8.43%
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	1,241	48	3		22	215,543	216,857	7.05%
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	5,424	113	42		99	152,346	158,024	5.14%
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	1,194	492	19		18	140,983	142,706	4.64%
Gases Del Norte Del Valle S.A. E.S.P.	1,053	80	-		-	133,082	134,215	4.37%
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	1,606	24	2		39	81,104	82,775	2.69%
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	1,104	25	-		2	72,470	73,601	2.39%
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	36	2	1		-	63,232	63,271	2.06%
Gas Del Risaralda S.A. E.S.P.	608	-	-		-	58,530	59,138	1.92%
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P.	304	5	-		7	49,277	49,593	1.61%
Gas Natural Del Centro S.A. E.S.P.	504	-	76		17	47,320	47,917	1.56%
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	803	12	-		-	42,587	43,402	1.41%
Gases Del Quindío S.A. E.S.P.	355	-	-		-	39,425	39,780	1.29%
Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.	292	1	51		4	39,261	39,609	1.29%
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.	138	67	33		-	21,732	21,970	0.71%
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P.	289	3	10		23	20,972	21,297	0.69%
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	82	4	-		-	5,591	5,677	0.18%
Espigas S.A. E.S.P.	14	-	-		-	331	345	0.01%
Promesa S.A. E.S.P.	5	-	-		-	293	298	0.01%
% Participación por Tipo de Usuario	1.33%	0.07%	0.01%	0.01%	98.59%			

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes al SUI

Tabla 4. Consumo de los Usuarios regulados conectados a los Sistemas de Distribución de Gas Natural (m3 consumidos durante 2004)

Empresa	Mercado	Comercial	Industrial	Oficial	Especial	Residencial	Total	% Participación por Empresa
Gas Natural S.A. E.S.P.	Centro	49,887,357	85,820,585	0	7,359,136	264,801,617	407,868,695	32.64%
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Costa	18,543,432	92,328,855	372,056	782,758	119,498,620	231,525,721	18.53%
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P.	Costa	6,062,505	20,654,196	0	0	63,083,771	89,800,472	7.15%
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	Noroccidente	9,420,446	46,880,416	67,557	2,728,757	26,968,473	86,065,649	6.85%
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	Santander	13,894,805	22,615,149	27,944	1,342,478	45,581,192	83,461,569	6.65%
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	Suroccidente	6,188,926	9,017,561	116,949	795,449	54,173,061	70,291,946	5.62%
Gases De Occidente S.A. E.S.P.	Suroccidente	10,956,378	16,148,134	61	660,709	31,482,936	59,428,218	4.76%
Gases Del Norte Del Valle S.A. E.S.P.	Suroccidente	3,626,644	21,538,593	0	0	23,835,517	48,800,754	3.91%
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	Centro	4,090,917	12,092,941	775	46,912	17,466,241	33,697,786	2.70%
Gas Natural Del Centro S.A. E.S.P.	Viejo Caldas	2,277,954	11,524,016	2,503,503	233,772	11,511,899	28,051,144	2.24%
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	Centro	2,869,028	5,288,839	0	1,037	15,542,742	23,701,446	1.90%
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	Santander	144,820	1,133,561	114,868	0	15,322,101	16,715,350	1.34%
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	Costa	1,207,785	548,970	0	849,255	11,082,110	13,688,120	1.10%
Gas Del Risaralda S.A. E.S.P.	Viejo Caldas	2,021,227	763,918	0	0	9,886,340	12,671,485	1.01%
Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.	Santander	1,429,344	67,694	126,874	75,885	9,616,738	11,316,355	0.91%
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P.	Santander	841,730	466,086	0	318,396	8,685,797	10,312,009	0.83%
Gases Del Quindío S.A. E.S.P.	Viejo Caldas	1,031,516	0	0	0	7,317,308	8,348,824	0.67%
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P.	Centro	821,591	751,510	46,809	40,064	4,644,156	6,304,130	0.50%
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.	Costa	301,082	851,637	25,740	0	4,922,927	6,101,386	0.49%
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Centro	205,469	296,068	0	0	914,885	1,416,422	0.11%
Espigas S.A. E.S.P.	Centro	29,025	0	0	0	49,618	78,643	0.01%
Promesa S.A. E.S.P.	Centro	6,030	0	0	0	40,735	46,765	0.00%
% Participación por Tipo de Usuario		10.87%	27.91%	0.27%	1.24%	59.71%		

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Como puede observarse (Tablas 3 y 4), la empresa con mayor número de usuarios en el país y con mayor volumen de gas vendido en el mercado regulado es Gas Natural S.A. E.S.P. (37.02% y 32.64% respectivamente en diciembre de 2004), seguida por Gases del Caribe S.A. E.S.P. (15.47% y 18.53% en diciembre de 2004).

En cuanto a la concentración del mercado de comercialización de gas a usuarios residenciales y comerciales, la atención exclusiva de estos usuarios por parte del distribuidor, reforzada con las disposiciones contenidas en el Decreto 3429 de 2003, hace que esta actividad presente características monopólicas a nivel regional.

ii) **Sector Industrial No Regulado**

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Comisión emitieron en el año 2003 la Circular SSPD-CREG-006 de 2003, con el objeto de recopilar información sobre los mercados regulado y no regulado de gas natural en Colombia, a partir de la información de facturación de las empresas. De esta forma, la información empleada por la Comisión para caracterizar el consumo industrial no regulado de gas natural fue la proporcionada por las empresas en respuesta a la mencionada circular para el año 2004.

Es importante recordar que el alcance de la regulación del gas natural por parte de la CREG comprende el uso combustible y domiciliario del mismo. Por tal razón no se analizará la demanda representada por aquellas industrias en donde el gas es materia prima de su proceso productivo, por ejemplo la petroquímica y las fabricación de abonos, ni se analizará el uso del gas en aplicaciones no domiciliarias como la vehicular.

Según la información reportada, los agentes que participan en la comercialización de gas natural a los usuarios industriales no regulados son los siguientes (Tabla 5):

Tabla 5. Comercializadores de gas natural a usuarios industriales no regulados y participación en el mercado (Año 2004)

COMERCIALIZADOR	% PARTICIPACION EN EL MERCADO NACIONAL
Gases Del Caribe	19.39%
Ecopetrol	18.30%
Chevron Texaco	14.96%
Gas Natural S.A. E.S.P.	9.67%
Gases Del Norte Del Valle	9.35%
Gases De Occidente	8.04%
Empresas Publicas De Medellin	6.77%
Isagen	2.91%
Surtidora De Gas Del Caribe	2.86%
Dinagas	2.83%
Gas Natural Del Centro	2.46%
Gas Natural Cundiboyacense	2.16%
Gas Del Risaralda	0.28%
Merilectrica	0.01%

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Como puede observarse, el suministro del combustible a estos usuarios lo hacen principalmente las empresas distribuidoras-comercializadoras de gas (59.9% y 9 empresas) y en menor medida los comercializadores puros, las termoeléctricas y los productores de gas natural.

Para analizar este sector de la demanda, se consideró esencial clasificar a los usuarios industriales según su actividad económica (Código CIIU a cuatro dígitos), con el objeto de obtener una aproximación al tipo de energético, que por las características del proceso productivo, podría constituirse en el sustituto del gas natural. (Tabla 6)

Tabla 6. Clasificación de los usuarios industriales no regulados según actividad económica

CIIU	Descripción	# EMPRESAS	% # EMPR.	% CONSUMO
D1522	Elaboración de aceites y grasas de origen animal y vegetal	7	9.5%	4.33%
D2710	Industrias básicas de hierro y de acero	5	6.8%	5.08%
D2109	Fabricación de otros artículos de papel y cartón	5	6.8%	3.87%
D1589	Elaboración de otros productos alimenticios ncp	5	6.8%	1.55%
D1530	Elaboración de productos lácteos	5	6.8%	1.68%
D2694	Fabricación de cemento, cal y yeso	4	5.4%	26.03%
D2102	Fabricación de papel y cartón ondulado, fabricación de envases, empaques y de embalajes de papel y cartón	4	5.4%	3.25%
D2691	Fabricación de productos de cerámica no refractaria, para uso no estructural	3	4.1%	3.65%
D1710	Preparación e hilatura de fibras textiles	3	4.1%	2.84%
D2699	Fabricación de otros productos elaborados de metal ncp	2	2.7%	1.13%
D2610	Fabricación de vidrio y de productos de vidrio	2	2.7%	2.73%
D2521	Fabricación de formas básicas de plástico	2	2.7%	0.56%
D2511	Fabricación de llantas y neumáticos de caucho	2	2.7%	1.16%
D2424	Fabricación de jabones y detergentes, preparados para limpiar y pulir; perfumes y preparados de tocador	2	2.7%	1.08%
D2101	Fabricación de pastas celulósicas; papel y cartón	2	2.7%	6.77%
D2020	Fabricación de hojas de madera para enchapado; fabricación de tableros contrachapados, tableros laminados, tableros de partículas y otros tableros y paneles	2	2.7%	1.10%
D1591	Destilación, rectificación y mezcla de bebidas alcohólicas; producción de alcohol etílico a partir de sustancias fermentadas	2	2.7%	2.83%
D1564	Elaboración de otros derivados del café	2	2.7%	2.16%
C1331	Extracción de minerales de níquel	2	2.7%	15.67%
G5125	Comercio al por mayor de productos alimenticios, excepto café trillado	1	1.4%	0.10%
D3699	Otras industrias manufactureras ncp	1	1.4%	0.43%
D2693	Fabricación de productos de arcilla y cerámica no refractarias, para uso estructural	1	1.4%	0.16%
D2692	Fabricación de productos de cerámica refractaria	1	1.4%	1.65%
D2430	Fabricación de Fibras Sintéticas y Artificiales	1	1.4%	2.21%
D2429	Fabricación de otros productos químicos ncp	1	1.4%	2.12%
D1750	Fabricación de tejidos y artículos de punto y ganchillo	1	1.4%	0.50%
D1741	Confección de artículos con materiales textiles no producidos en la misma unidad, excepto prendas de vestir	1	1.4%	0.35%
D1730	Acabado de productos textiles no producidos en la misma unidad de producción	1	1.4%	0.22%
D1720	Tejedura de productos textiles	1	1.4%	0.25%
D1581	Elaboración de cacao, chocolate y productos de confitería	1	1.4%	0.40%
D1542	Elaboración de almidones y de productos derivados del almidón	1	1.4%	3.82%
C1010	Extracción y aglomeración de hulla (carbón de piedra)	1	1.4%	0.33%

Fuente: CREG a partir de la información reportada por los agentes

En este sector de la demanda se dividió a los consumidores en cuatro grupos con base en el mercado geográfico al que pertenecen, así:

- Mercado Costa
- Mercado noroccidental
- Mercado Centro
- Mercado suroccidental
- Mercado Viejo Caldas

Esta clasificación responde a la conformación natural de mercados de gas, originada en los costos de transporte del combustible asociados con la distancia a las fuentes de suministro. La utilidad de esta clasificación se verá más adelante.

Las regiones noroccidental, suroccidental y Viejo Caldas son consideradas mercados disputables en tanto los costos de transporte les permiten acceder tanto a gas de Cusiana como a gas de la Guajira.

Tabla 7. Consumo Industrial No Regulado por Región durante 2004 (MBTU)

CENTRO	COSTA	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	VIEJO CALDAS	TOTAL
6,321,659.21	21,562,012.83	2,921,505.00	11,147,105.56	1,184,459.36	43,136,741.96
14.65%	49.99%	6.77%	25.84%	2.75%	100%

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

La Tabla 7 permite observar que el mercado de la Costa Atlántica es el de mayor consumo industrial de Colombia (50%). El siguiente mercado en consumo de gas combustible para la industria es el suroccidental (26%), incluso superando al mercado del centro del país (14.65%). Este segundo lugar se explica por la naturaleza de las industrias ubicadas en el Valle del Cauca.

Tabla 8. Participación volumétrica por comercializador en el mercado relevante y en el mercado nacional

Comercializador	Participación en el mercado relevante					Participación en el mercado nacional
	CENTRO	COSTA	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	VIEJO CALDAS	
Chevron Texaco	0%	29%	0%	2%	0%	15%
Dinagas	19%	0%	0%	0%	0%	3%
Ecopetrol	0%	26%	0%	21%	0%	18%
EPM	0%	0%	100%	0%	0%	7%
Gas Del Risaralda	0%	0%	0%	0%	10%	0%
Gas Natural Cundiboyacense	15%	0%	0%	0%	0%	2%
Gas Natural Del Centro	0%	0%	0%	0%	90%	2%
Gas Natural	66%	0%	0%	0%	0%	10%
Gases De Occidente	0%	0%	0%	31%	0%	8%
Gases Del Caribe	0%	39%	0%	0%	0%	19%
Gases Del Norte Del Valle	0%	0%	0%	36%	0%	9%
Isagen	0%	1%	0%	10%	0%	3%
Merilectrica	0%	0%	0%	0%	0%	0.01%
Surtigas	0%	6%	0%	0%	0%	3%
HHI Regional y Nacional	4,939.99	3,046.64	10,000.00	2,824.43	8,150.96	1,261.69

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

La información reportada por los comercializadores también evidencia la concentración de cada uno de los mercados regionales (Tabla 8 y Figuras 16 a 20), situación previsible en la medida en que los mayores comercializadores son los distribuidores regionales y que la primera venta de gas a usuarios industriales también presenta una situación de concentración. Si bien se cuenta con la presencia de nuevos agentes ejecutando la actividad de comercialización (termoeléctricas y comercializadores puros), la participación de los mismos en el mercado aún no es significativa (5.75% del volumen de gas).

También puede observarse que existen algunos mercados con una oferta más concentrada: en el mercado del noroccidente solo se cuenta con EPM en la comercialización de gas, y en el mercado del centro y del suroccidente las dos empresas con mayor participación presentan vinculación económica a través de su composición accionaria.

Por otra parte, pese a que las disposiciones vigentes no restringen la comercialización a usuario no regulado, durante el año 2004 se presentó una concentración moderada del mercado del lado de la demanda con destino a este sector (HHI igual a 1261.69 según cálculos internos de la CREG. Tabla 8)

Figura 16. Mercado Centro

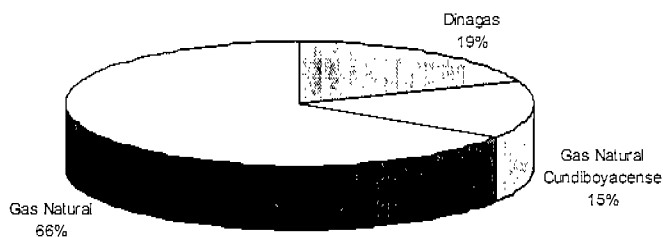
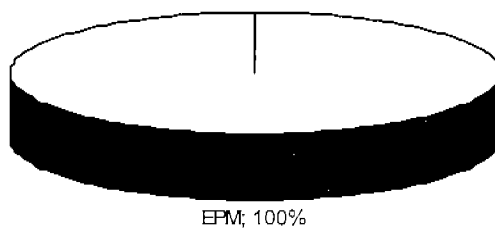
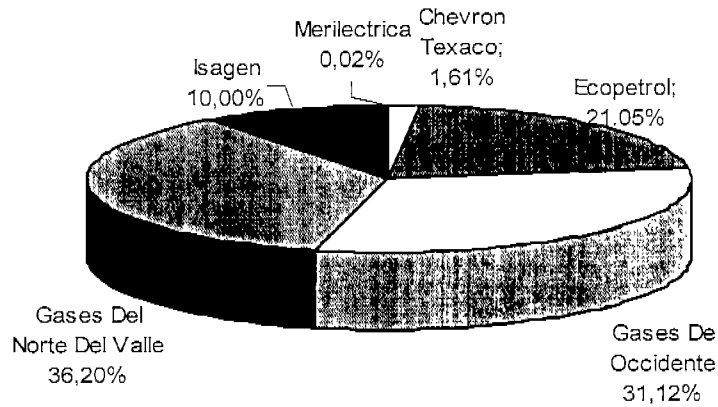


Figura 17. Mercado Noroccidental



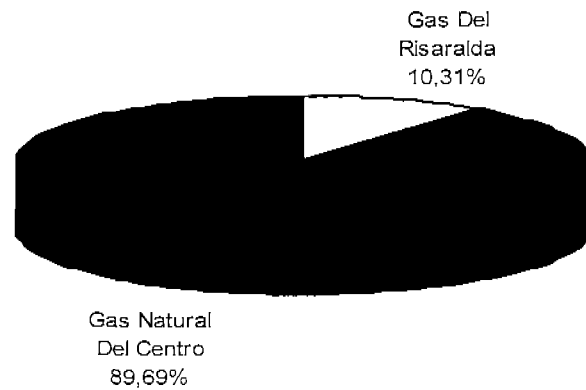
Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Figura 18. Mercado Suroccidental



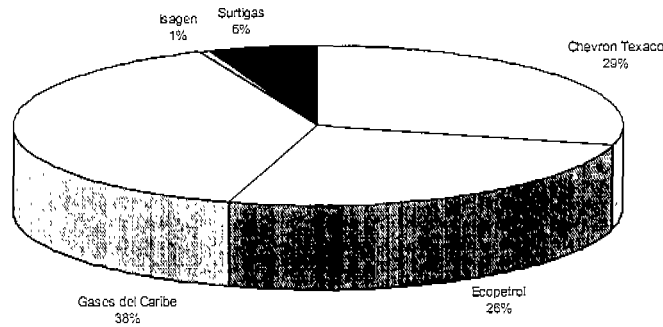
Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Figura 19. Mercado Viejo Caldas



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Figura 20. Mercado Costa



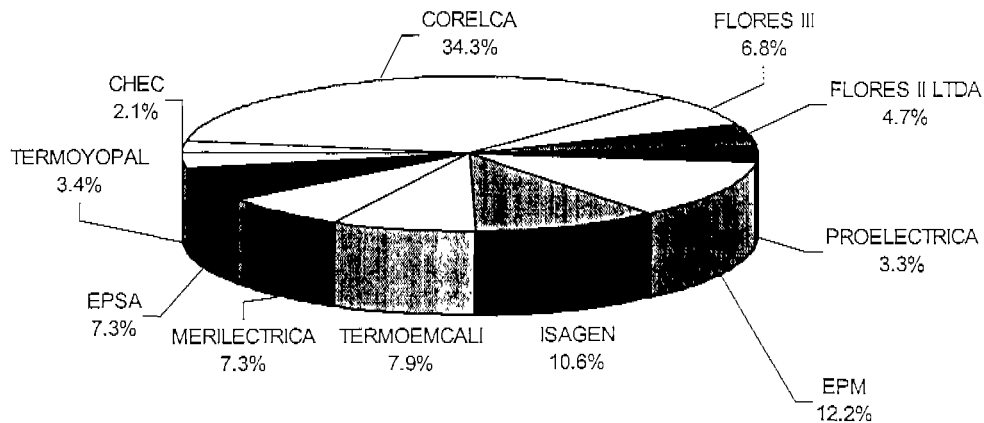
Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

iii) Sector Térmico

Como se mostró anteriormente, el sector termoeléctrico constituye uno de los principales consumidores de gas natural en el país. A partir de información contractual recopilada por la Comisión, y que será analizada en detalle en el siguiente numeral, se encontró que este sector contrató bajo la modalidad en firme 451239 MBTU, distribuidos como aparece en la Figura 21.

Figura 21. Contratación en Firme del Sector Térmico para el año 2005

Contratación en firme sector térmico (2005)

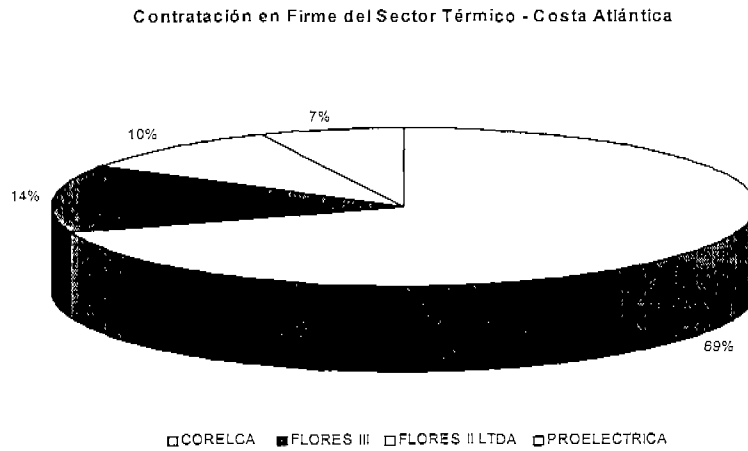


Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Desde el punto de vista de la concentración de la demanda térmica, a nivel nacional se encuentra que no existe una situación de elevada concentración. Ahora bien, al

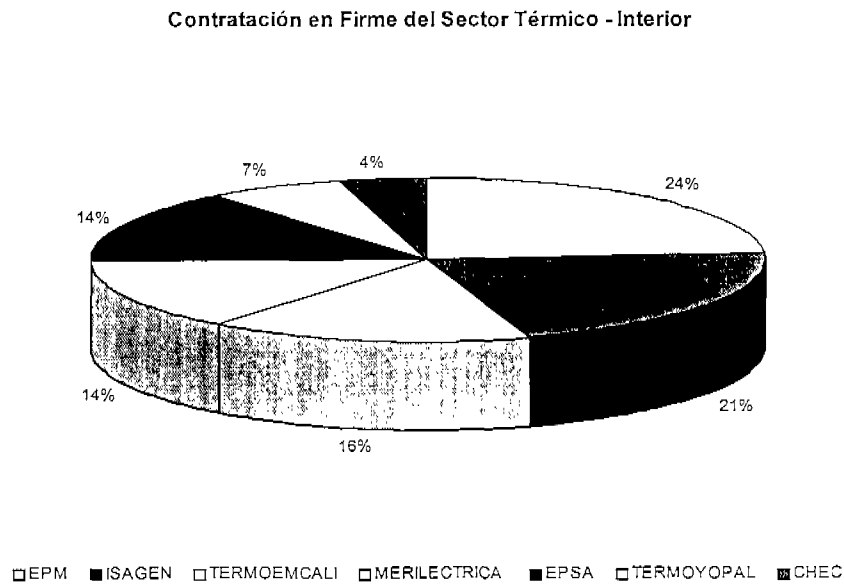
incorporar la dimensión geográfica del mercado (para el sector eléctrico solo se clasificó al mercado en Costa e Interior) puede verse que la demanda térmica de la Costa está considerablemente más concentrada que la del Interior, causada por una participación importante de Corelca como consumidor de gas (Figuras 22 y 23).

Figura 22. *Contratación en Firme del Sector Térmico de la Costa Atlántica para el año 2005*



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Figura 23. *Contratación en Firme del Sector Térmico del Interior para el año 2005*



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

3.3. Contratación de Suministro

El análisis de la contratación de suministro reviste importancia por su incidencia en aspectos tan importantes para un mercado competitivo como la liquidez, la seguridad en el suministro y la homogeneidad del producto, entre otros. En esta sección se presenta un análisis de las condiciones de contratación de suministro en el mercado colombiano desde el punto de vista del tipo, plazos, modalidad del servicio, tipo de usuario, volúmenes contratados, entre otros¹².

En suministro de gas natural, el mercado colombiano es bilateral (OTC, Over The Counter), caracterizado por la negociación directa entre las partes y el cierre de operaciones de manera autónoma. Los productores/comercializadores y los compradores negocian las condiciones contractuales de manera bilateral y a la medida de cada situación. El mercado secundario de suministro de gas natural también es bilateral, y en él participan compradores del mercado primario que tienen excedentes de gas para la reventa en un período de tiempo determinado.

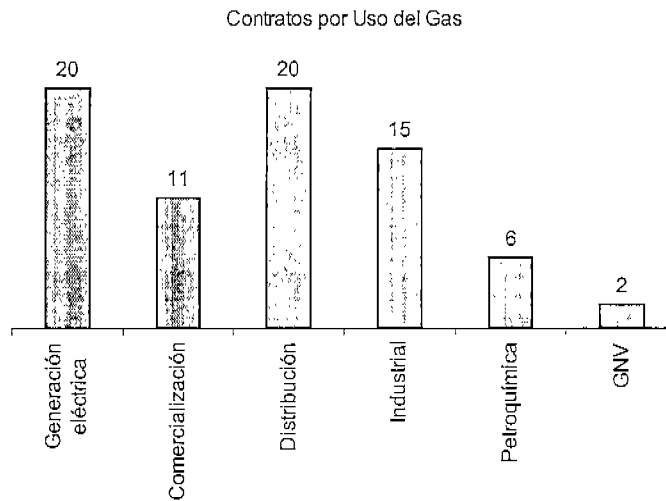
Un mercado bilateral puede ser visto como más flexible y ventajoso ya que permite hacer una mejor planificación de los negocios a largo plazo por la contratación a futuro. También puede conducir a resultados eficientes aunque solo bajo el supuesto de que los agentes dispongan de información perfecta al momento de la negociación, situación difícilmente alcanzable en la coyuntura actual del sector. Según las experiencias internacionales, es deseable la coexistencia de un mercado organizado al contado (spot), que permita la formación de una señal de precio eficiente y transparente reflejando costos de oportunidad del recurso y facilitando los balances entre oferta y demanda en el corto plazo, con mercados organizados a largo plazo¹³.

En cuanto a las características de la contratación del suministro en el país, desde el punto de vista de número de contratos, los sectores con mayor contratación siguen siendo los generadores eléctricos y los distribuidores (Figura 24), aunque es importante destacar la contratación de usuarios no-regulados que ha aumentado en comparación con el año 2001 (Documento CREG 109 de 2001).

¹² El análisis se basa en la información de contratos reportada por los productores-comercializadores a la CREG vigentes a 30 de abril de 2005.

¹³ En la actualidad la CREG analiza la conformación de mercados organizados de corto plazo. Inicialmente se discute la propuesta de mercado "spot" para la capacidad interrumpible de transporte de gas natural (Propuesta regulatoria que está contenida en la Resolución CREG 080 de 2004) y, en un futuro se espera avanzar en el desarrollo de mercados organizados de suministro.

Figura 24. Distribución de la Contratación por Sectores según número de contratos



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

Modalidades Contractuales

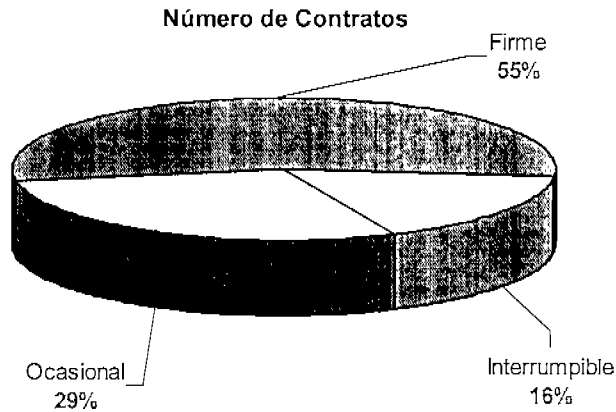
En general, en el mercado colombiano se observa que la mayoría de los contratos corresponden a modalidades del tipo “pague lo contratado” (*Take or Pay*) y de ellos el 55% son contratos en firme, y el 45% restante se distribuye entre interrumpibles y ocasionales¹⁴ (Figura 25).

Si bien esto podría indicar que la variedad de productos existente en el mercado es reducida y por lo tanto de fácil transabilidad, al analizar las condiciones de suministro contenidas en ellos se concluye que el número de productos diferenciados es casi equivalente al número de contratos. (Figura 26).

Como se mencionó anteriormente, la homogeneidad del producto es una cualidad relevante para la existencia de competencia en un mercado. Difícilmente productos con características distintas podrán ofrecerse a un mismo precio. Si bien para el usuario es benéfico contar con diversidad de productos en el mercado con el fin de obtener un bien que se ajuste a sus necesidades de consumo, cuando dicha diversidad no es producto de un bien distinto esto conduce a una discriminación de precios que puede llevar, en el caso más extremo, a la total apropiación por parte del productor del excedente del consumidor.

¹⁴ Contratación ocasional es la cantidad que puede ser entregada a entera discreción por el vendedor sujeta a la disponibilidad de gas que éste tenga (ECOPETROL).

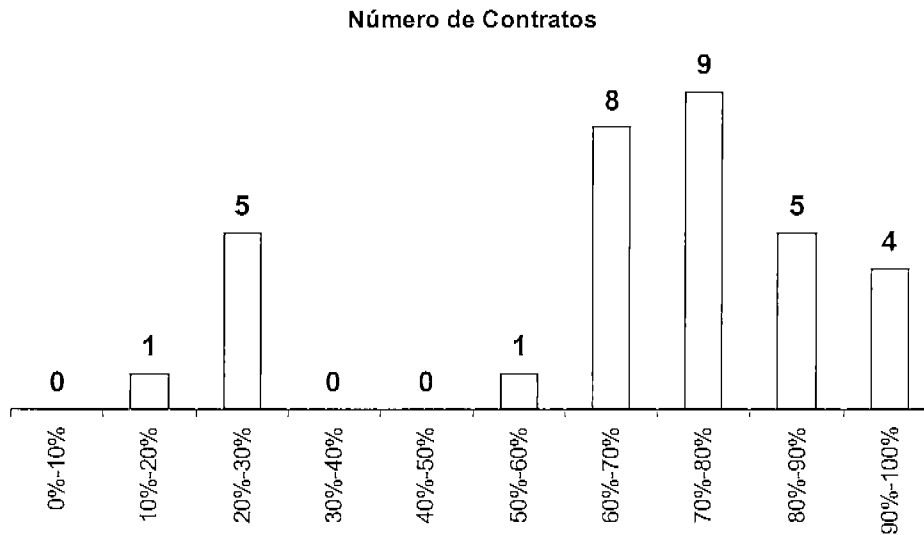
Figura 25. Distribución de los Contratos "Pague lo Contratado"



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los productores-comercializadores

La situación descrita hace recomendable desarrollar nuevos productos procurando la estandarización de los mismos, introduciendo la flexibilidad necesaria pero sin comprometer la homogeneidad del producto.

Figura 26. Variedad de contratos según porcentaje de Take or Pay



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los productores-comercializadores

Horizonte de Contratación

Al analizar los contratos enviados¹⁵ se encuentra que el 39,7% de ellos tiene un término menor o igual a 1 año, contratación que puede ser considerada de corto plazo. Por otra parte el 60,3% restante corresponde a contratos con plazos mayores o iguales a 2 años, lo cual puede ser definido como contratación de largo plazo.

A nivel internacional, los contratos de largo plazo se han desarrollado con los siguientes fines: desde el punto de vista del comprador, para garantizar una confiabilidad en el suministro, y desde el punto de vista del vendedor, para asegurar un mercado a largo plazo para su producto. Es importante tener en cuenta que esta práctica de contratación (contratación a largo plazo) prevalece en mercados poco desarrollados y de baja competencia, sin embargo, a medida que se avanza hacia un mercado más competitivo, la contratación a sufrido los siguientes cambios (IEA, 2004):

- Reducción de los plazos para los nuevos contratos.
- Reducción de los volúmenes en cada contrato.
- Mayor flexibilidad en los términos de contratación (por ejemplo en los “take or pay”).
- Utilización de nuevos índices de referencia (precios de electricidad o precios spot de gas).

Si bien la contratación con plazos cortos es una característica de los mercados líquidos, en el caso colombiano, aunque un alto porcentaje de la contratación es de corto plazo, ésta situación no se deriva de la necesidad de liquidez y se presume que en los contratos vigentes la contratación a plazos cortos obedece a la incertidumbre en la extensión de los contratos de exploración y explotación de gas y en la señal de precios de suministro.

En cuanto al horizonte de contratación según el sector de consumo (Tabla 9) se destaca que la contratación de corto plazo es más utilizada por los distribuidores y por los comercializadores de gas natural vehicular. Por su parte, la contratación de largo plazo es más común en los generadores térmicos.

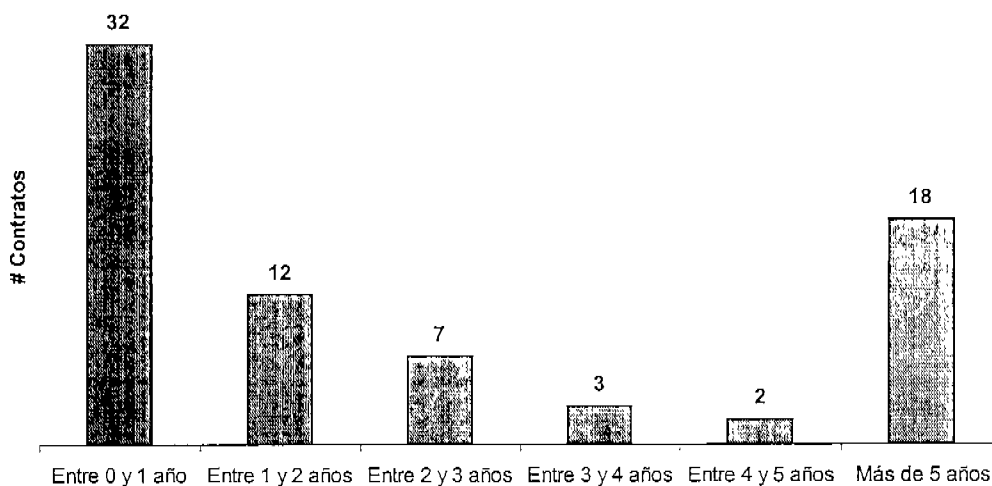
Tabla 9. Distribución de la Contratación por Plazos

	Generación eléctrica	Comercialización	Distribución	Industrial	Petroquímica	GNV
Entre 0 y 1 año	15%	55%	50%	60%	50%	50%
Entre 1 y 2 años	10%	9%	20%	20%	17%	50%
Entre 2 y 3 años	10%	0%	15%	7%	17%	0%
Entre 3 y 4 años	5%	0%	5%	0%	17%	0%
Entre 4 y 5 años	5%	0%	5%	0%	0%	0%
Más de 5 años	55%	36%	5%	13%	0%	0%

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

¹⁵ La información reportada por los productores-comercializadores a la CREG incluyó el análisis de 74 contratos de suministro.

Figura 27. *Distribución de la Contratación de Suministro por Duración*



Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada por los agentes

3.4. Homogeneidad del producto y discriminación de Precios

El gas natural en Colombia dista de ser un bien homogéneo, no solo por las diferencias en la calidad de producto sino, principalmente, por factores como los costos de transporte y las condiciones de contratación que diferencian el producto transado.

Algunos análisis adelantados por la Comisión en relación con los niveles de precios del gas aplicados a cliente final, permiten concluir que en promedio, a nivel nacional, se ofrece un precio de suministro de gas menor a los usuarios del sector no regulado en comparación con los usuarios regulados (Tabla 9 y Figura 28). Cuando las diferencias en precios no obedecen a diferencias en las características de costos de atención de estos segmentos, en condiciones de competencia éstas no debieran producirse. La no discriminación entre iguales también está contemplada en la Ley 142 de 1994 al definir la Neutralidad como criterio tarifario (Art. 87.2)¹⁶.

¹⁶ Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.

Tabla 9. Precios Promedio para el Mercado Regulado y No-Regulado

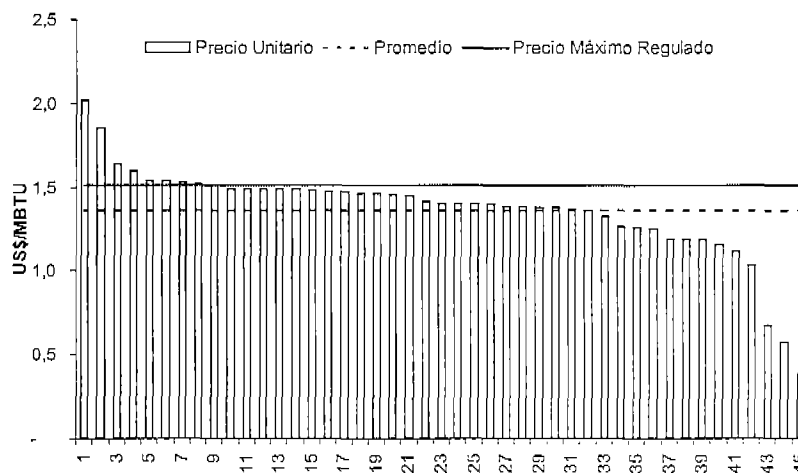
	Mercado Regulado	Mercado No-Regulado
Precio Promedio (US\$/MBTU)	1,48	1,36
Precio Máximo Regulado (US\$/MBTU)	1,51	1,51

Nota: Precios calculados a partir de la información reportada por los Agentes según la Circular conjunta SSPD-CREG 006 de 2003.

Cuando los costos totales de transporte varían dependiendo de la distancia entre la fuente de suministro y la de consumo, solamente los oferentes ubicados a distancias similares podrán ofrecer su producto en las mismas condiciones al cliente¹⁷. En estos términos, los cargos por distancia implementados en la regulación de precios de gas natural en Colombia hacen que en algunas regiones el usuario no sea indiferente ante la procedencia del gas.

No obstante, cuando un conjunto de usuarios de características similares enfrenta los mismos costos de transporte, debiera enfrentarse a los mismos niveles de precio. Aunque nominalmente en casi todos los contratos el precio pactado corresponde al máximo regulado, en la facturación final se evidencian precios unitarios distintos, incluso superiores al máximo regulado, originados principalmente en las condiciones de contratación a las que está sujeto el precio (*non price conditions*) y en la no linealidad de las tarifas. Esta situación puede llegar a tal punto que las transacciones en el mercado secundario se realicen a niveles de precio superiores al regulado, como puede deducirse a partir de la información reportada por los Agentes mediante la Circular SSPD-CREG 006 de 2003), a partir de la cual se determinó que durante el año 2004 el precio unitario promedio fue de \$1,73/MBTU (superior al precio máximo regulado).

Figura 28. Precios del Gas para el Mercado No Regulado



Fuente: Base de datos CREG, reportes Circular SSPD-CREG 006 de 2003

¹⁷ TIROLE, Jean. La Teoría de la Organización Industrial. Primera Edición. Editorial Ariel, 1990.

3.5. Sistemas de Información

En esta sección se presenta un análisis de la información disponible y de los sistemas existentes para su divulgación al mercado en el caso colombiano. Un mercado competitivo le permite a los consumidores y a los proveedores tomar sus propias decisiones de administración y asignación de riesgos y costos asociados, para lo cual, es necesario el flujo de información de mercado y operación, es decir, precios, reservas, producción, entregas, nominaciones, situación de la oferta y la demanda, análisis del mercado y proyecciones entre otros (EIA, 2000).

En el caso colombiano, los Boletines Electrónicos de Operación – BEO's, creados mediante la Resolución CREG 071 de 1999, son hasta el momento la única herramienta para que los participantes del mercado cuenten con información permanente y en línea, relativa a: ofertas de liberación de capacidad de transporte y suministro de gas; capacidad de transporte; solicitudes de servicios y capacidad contratada entre otros. Sin embargo, el flujo de información a través de lo BEO's ha sido reducido y la información relevante para el desarrollo del mercado no está siendo publicada en los términos previstos en la regulación.

A pesar de los esfuerzos de la SSPD y de la CREG para generar información sobre precios transados en los mercados bilaterales primarios y secundario, no ha sido posible lograr una divulgación oportuna y confiable de precios, haciendo que en la práctica este importante parámetro para el funcionamiento del mercado sea desconocido. Por otra parte, el mecanismo en el RUT para la revelación de precios de las transacciones en el mercado secundario no ha sido cumplido por las partes intervinientes. De otra parte, aún no existen mecanismos de formación y divulgación de precios de las transacciones de corto plazo y mucho menos índices de precios de futuros por la inexistencia de este tipo de transacciones en el mercado colombiano. La Figura 29 resume el estado actual de información disponible para el mercado.

Con el Sistema Único de Información – SUI (Creado por la Ley 689 de 2001), se buscó facilitarle a los usuarios y al mercado la obtención de información completa, precisa y oportuna, sobre todas las actividades y operaciones directas o indirectas que se realicen para la prestación de los servicios públicos. Es así como con la expedición de la circular conjunta entre la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la CREG (Circular SSPD-CREG No. 006 de 2003) se avanzó en la solicitud a los agentes del reporte de información de tipo comercial (precios y cantidades) del mercado. A pesar de lo anterior, hasta la fecha no se cuenta con un sistema de información confiable, oportuno y útil para el mercado

Figura 29. Información disponible para el mercado mayorista de gas natural

SUMINISTRO DE GAS				
Categoría de Datos	Fuente	Desagregación	Periodicidad	Disponible
Variables físicas y operativas				
Reservas probadas	Ecopetrol	Yacimiento	Anual	✕✕
Producción	Productores	Campo	Mensual	✕✕
Capacidad Instalada	Productores	Campo	Anual	✕✕
Almacenamiento, inyecciones y flameos	Productores	Campo	Mensual	✕✕
Especificaciones de calidad	Productores	punto de entrada	Mensual	✕✕
Variables Comerciales				
Precios en boca de pozo	Comercializadores	Por contrato	Mensual	✕✕
Precios en boca de pozo	Comercializadores	Por tipo de mercado (primario y secundario)	Mensual	✕✕
Precios en boca de pozo	Comercializadores	Por tipo de servicio (firme, interrumpible)	Mensual	✕✕
Precios en boca de pozo	Comercializadores	Por tipo de usuario	Mensual	✕✕
Oferta de gas en mercado secundario	Comercializadores	Campo	Ocasional	✕✕
Otros				
Información general	Productores		Actualización	✓
Información composición accionaria	Productores		Actualización	✓
Información financiera	Productores		Anual	✓

3.6. Poder de mercado y potencialidad regional de penetración de gas

Del análisis anterior se concluye que las condiciones del mercado de gas colombiano distan de ser las requeridas para que se produzca verdadera competencia gas-gas. Ante una oferta concentrada, con diferenciación de precios, conformación de mercados regionales con pocos participantes y sin la información necesaria para transar, difícilmente se obtendrán resultados deseables.

Sin embargo, un nivel aceptable de eficiencia en la asignación del bien en presencia de pocos oferentes puede obtenerse cuando la demanda cuenta con el suficiente poder de negociación, es decir cuando el monopolista u oligopolista enfrenta una curva de demanda elástica. También puede producirse un resultado eficiente cuando este agente percibe que con altos precios puede dar lugar a la entrada de nuevos oferentes.

A continuación se analizarán algunos aspectos tendientes a estimar el nivel de captura de la demanda, en otras palabras qué tan expuesta está ante los incrementos en el precio de gas y cuáles podrían ser las consecuencias de estos incrementos.

Madurez del Mercado: Costa vs Interior

La magnitud de la pérdida en el excedente del consumidor que podría derivarse de un incremento en precios depende en gran medida de la capacidad de reacción de la demanda ante estos incrementos, y de la capacidad de discriminación de precios del oferente.

En un mercado maduro, en donde el crecimiento en la demanda del producto es mínimo, y en el caso del gas natural, donde los usuarios ya incurrieron en los costos de conexión al servicio; las posibilidades que tiene el oferente con posición de dominio de incrementar el precio y de esta forma apropiarse de una parte de la renta del usuario, son superiores a las que tendría un oferente cuya demanda es potencial y por ende enfrenta una curva de demanda elástica.

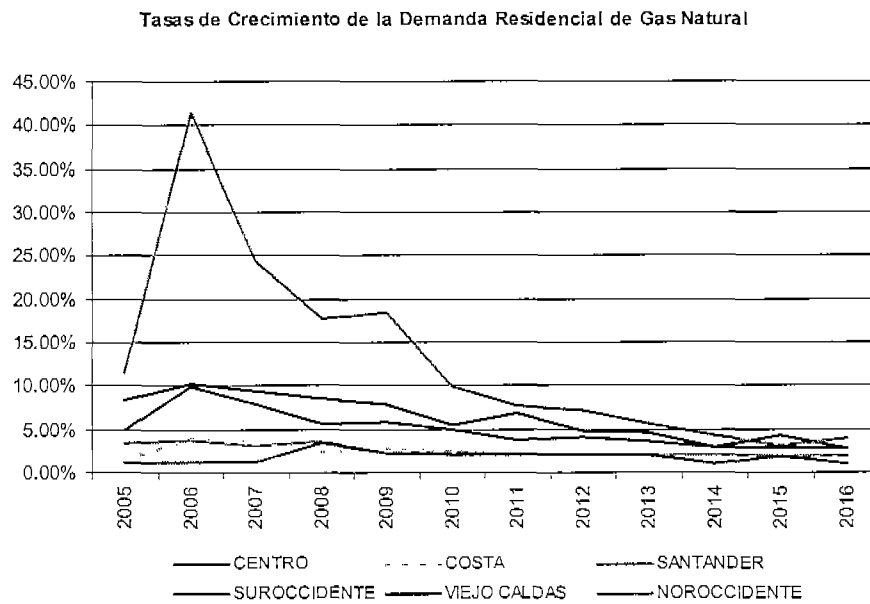
Ante tal situación, las medidas regulatorias requeridas por cada mercado son distintas, lo que motivó el trato diferencial que se estableció en la Resolución CREG-023 de 2000. De hecho, el documento CREG de esta resolución¹⁸ consiga que:

“...los mercados de la Costa y del Interior tienen diferentes grados de cobertura y penetración, sin negar que el interior tiene un importante número de usuarios (alrededor de 700.000). El problema con el interior es que se está regulando un campo cuya producción es potencial, un campo con un costo de oportunidad representado por las pérdidas de crudo. En el caso del Interior el costo de oportunidad del gas es el criterio inicial ya que debido al costo de oportunidad es probable que un criterio de netback lleve a que la producción que maximice las ganancias de Cusiana sea marginal. El problema en el Interior es la oferta mientras que en la Costa es el mercado”.

Las diferencias en la situación de cobertura y penetración entre la Costa y el Interior del país aun persisten. Según estimaciones de la UPME (Figura 30), en el sector residencial se esperan crecimientos importantes en la cobertura durante los próximos cinco años, principalmente en los mercados del noroccidente, los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda (Viejo Caldas) y el suroccidente del país. Por el contrario, en la Costa Atlántica, el Centro (que comprende los Llanos Orientales) y Santander, el crecimiento del número de usuarios residenciales alcanza niveles constantes, e inferiores al 5% anual.

¹⁸ Documento CREG-018 de marzo 29 de 2000.

Figura 30. Tasas de Crecimiento esperadas en la cobertura del Gas Natural por Región



Fuente: UPME

En cuanto al sector industrial, el panorama de competencia entre el gas y los sustitutos también difiere entre la Costa y el Interior. Si bien las proyecciones de la UPME (Tabla 10) sobre el consumo industrial de gas anticipan un mayor crecimiento en el mercado de la Costa que en el Interior (Figura 31), estas se explican por la fuerte penetración que se espera del Crudo de Rubiales al interior del país, situación que no se presenta en la Costa Atlántica.

Tabla 10. Demanda Esperada de Gas Natural

Escenario Base -UPME- Mayo 25 de 2005

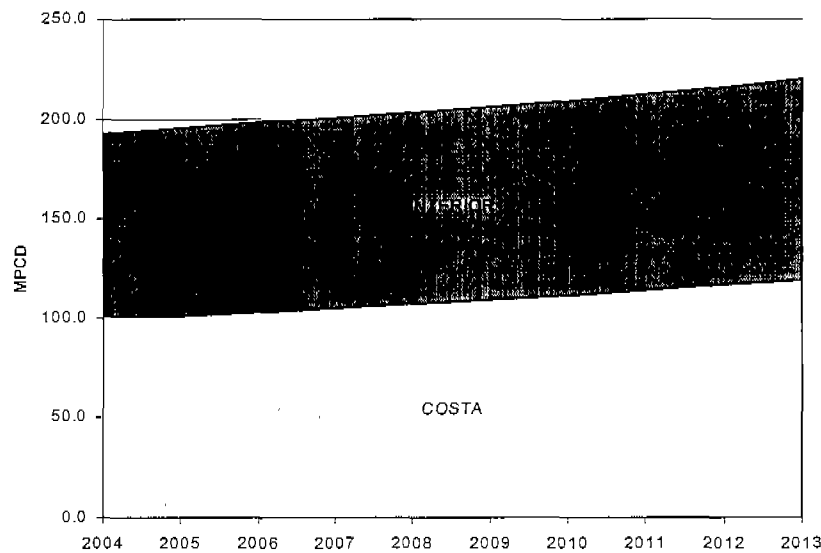
Demanda (MPCD)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
COSTA	100.4	100.4	102.6	104.7	106.7	109.0	111.4	113.8	116.4	119.1
INTERIOR	92.1	95.0	95.5	95.9	96.2	96.8	97.6	98.5	99.6	100.9
TOTAL	192.5	195.4	198.1	200.5	203.0	205.8	209.0	212.3	216.0	219.9

Este escenario no considera restricciones de suministro del Crudo Rubiales para la Industria.

Fuente: UPME

Figura 31. Crecimiento Esperado de la Demanda de Gas Natural para los mercados de la Costa y el Interior



Fuente: UPME

En mercados atendidos por monopolios regionales, si el oferente tiene libertad de fijar el precio de su producto puede incrementarlo hasta el precio de reserva de cada consumidor. Como se ha venido mencionando, los actuales consumidores de gas natural, que ya incurrieron en los costos de conexión al sistema de transporte o distribución, y que ya adquirieron los equipos necesarios para su consumo, cuentan con una elasticidad precio de la demanda inferior a la de aquellos clientes potenciales de este energético. Por tanto, la curva de demanda que considera clientes actuales y potenciales es más elástica en el mercado del interior del país comparada con el mercado de la Costa Atlántica.

Considerando la madurez del mercado de la Costa y las tasas de crecimiento esperadas para la demanda de gas natural, la demanda actual se convierte en un buen indicador de la demanda futura, esto es, el mercado potencial no tiene una participación importante dentro de la demanda de mediano plazo. Una estimación de las diferencias entre el precio del gas natural y el del sustituto más cercano para cada tipo de consumidor atendido hoy, se convierte entonces en una buena aproximación a los efectos de una desregulación de precios.

En el caso de los mercados del interior del país, con potencial alto de crecimiento, este mismo análisis solo puede interpretarse como el resultado de una discriminación de precios de tercer grado, en donde a cada usuario se le cobra su disponibilidad a pagar.

Estas estimaciones se llevaron a cabo para cada tipo de usuario, como se muestra a continuación.

Usuarios Residenciales y Comerciales

Por el bajo consumo de gas de los usuarios residenciales y comerciales y las inversiones necesarias para poder acceder al servicio (conexión a la red, equipo de medición, gasodomésticos), la elasticidad precio de la demanda de gas de estos usuarios es generalmente baja. Esto significa que la disminución de su consumo frente a incrementos en precio no es suficientemente elevada como para asegurar que quienes suministran el servicio no tengan el incentivo de aumentar sus ganancias fijando precios altos.

Esta vulnerabilidad de los consumidores residenciales y comerciales hace que la cuantificación de las pérdidas en el excedente del consumidor debidas a una desregulación del precio de gas se convierta en una variable relevante del análisis.

El gas natural en el sector doméstico se emplea para la cocción de alimentos, el calentamiento de agua, y con menor frecuencia para los sistemas de calefacción y refrigeración. En el sector comercial hay que incluir la generación de vapor. Estos usos pueden ser satisfechos con energéticos distintos al gas natural como la electricidad y el GLP.

Para la estimación de las curvas de demanda de gas de los usuarios regulados residenciales se supuso una dotación característica de equipos de uso doméstico según el estrato socioeconómico. La elección de esta dotación es importante debido al impacto que la misma tiene sobre la estimación de los costos de conversión a los energéticos sustitutos del gas natural. Los consumidores se dividieron en cinco grupos con base en el mercado geográfico al que pertenecen, así:

- Mercado Costa
- Mercado noroccidental
- Mercado Centro
- Mercado suroccidental
- Mercado Viejo Caldas
- Mercado Santander

La importancia de esta clasificación geográfica es necesaria debido a que los precios de los sustitutos no son iguales en todos los lugares del país y a que los costos de transporte de gas natural inducen la conformación de algunos mercados naturales para cada fuente de suministro.

En la Tabla 11 puede observarse que la mayor parte de los usuarios residenciales y comerciales se encuentran ubicados en el mercado del centro, mientras que los usuarios industriales atendidos por distribuidores-comercializadores están principalmente en el mercado de la Costa.

Tabla 11. Distribución del Consumo Regulado atendido a través de los Sistemas de Distribución según Mercado Geográfico
(m³ consumidos en 2004)

Mercado	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Especial	
Centro	303,459,994	57,909,417	104,249,743	47,584	7,447,149	37.86%
	41%	43%	30%	1%	48%	
Costa	198,587,428	26,114,814	114,383,658	397,796	1,632,013	27.30%
	27%	19%	33%	12%	11%	
Noroccidente	26,968,473	9,420,446	46,880,416	67,557	2,728,757	6.89%
	4%	7%	13%	2%	18%	
Santander	79,205,828	16,310,699	24,282,490	269,686	1,736,559	9.75%
	11%	12%	7%	8%	11%	
Suroccidente	109,271,514	20,771,948	46,704,288	117,010	1,656,158	14.29%
	15%	15%	13%	3%	11%	
Viejo Caldas	28,715,547	5,330,697	12,287,934	2,503,503	233,772	3.93%
	4%	4%	4%	74%	2%	
Total	746,208,784	135,858,021	348,788,529	3,403,136	15,434,408	

Fuente: CREG

Para la estimación de estos costos de sustitución por electricidad se supuso una dotación de electrodomésticos por estrato socioeconómico y por mercado. Esta dotación y los costos de la misma aparecen en el Anexo 2.

En cuanto a la sustitución del gas natural por GLP basta con la modificación de algunos componentes del gasodoméstico para que éste pueda funcionar empleando gas licuado. De esta forma, el usuario no tiene que incurrir en los costos de adquirir un nuevo equipo. Los precios de los electrodomésticos anteriores empleados en el análisis, así como los costos de conversión de los equipos a gas natural para que puedan ser empleados utilizando GLP se presentan en el Anexo 2. Las cifras corresponden a precios de diciembre de 2004.

La sustitución del gas natural también implica incurrir en costos de conexión al nuevo energético. Estos costos son iguales a cero cuando el usuario pasa a consumir energía eléctrica, y en caso de sustitución por GLP son iguales a la compra de un cilindro de 30lbs¹⁹.

De esta forma, considerando la dotación de equipos necesaria para el consumo del sustituto, así como el costo del mismo por unidad de energía, se obtienen los siguientes valores (Tablas 12 y 13)

¹⁹ En casi todos los mercados geográficos considerados y para la mayor parte de los estratos socioeconómicos, la cantidad energía promedio cubierta hoy por el gas natural puede ser remplazada por un cilindro de 30 lbs. En cualquier caso, la diferencia en consumo puede ajustarse en unidades de energía, implicando simplemente una mayor rotación del cilindro, sin tener que incurrir en un costo de conexión distinto (compra de un cilindro de mayor contenido de GLP)

Tabla 12. Costo de la sustitución de gas natural por energía eléctrica según estrato
(cifras de diciembre de 2004 por kbtu)

Mercado	Concepto	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
CENTRO	Inversión Equipos	2.10	2.27	19.59	21.52	42.17	30.53
	Electricidad	37.58	45.85	61.21	68.05	76.92	76.66
	TOTAL (\$/kbtu)	39.68	48.11	80.80	89.58	119.09	107.19
	TOTAL (US\$/mbtu)	16.44	19.94	33.48	37.12	49.35	44.42
COSTA	Inversión Equipos	1.42	1.31	10.47	17.83	19.11	20.17
	Electricidad	37.58	45.85	61.21	68.05	76.92	76.66
	TOTAL (\$/kbtu)	39.00	47.16	71.69	85.88	96.03	96.83
	TOTAL (US\$/mbtu)	16.16	19.54	29.70	35.59	39.79	40.12
NOROCCIDENTE	Inversión Equipos	2.92	2.75	28.33	24.79	44.41	28.73
	Electricidad	37.58	45.85	61.21	68.05	76.92	76.66
	TOTAL (\$/kbtu)	40.50	48.60	89.54	92.84	121.32	105.39
	TOTAL (US\$/mbtu)	16.78	20.14	37.10	38.47	50.27	43.67
SANTANDER	Inversión Equipos	1.23	1.16	11.19	18.03	16.08	21.23
	Electricidad	37.58	45.85	61.21	68.05	76.92	76.66
	TOTAL (\$/kbtu)	38.81	47.01	72.40	86.08	92.99	97.89
	TOTAL (US\$/mbtu)	16.08	19.48	30.00	35.67	38.53	40.56
SUROCCIDENTE	Inversión Equipos	1.61	1.61	14.77	26.44	21.25	33.16
	Electricidad	37.58	45.85	61.21	68.05	76.92	76.66
	TOTAL (\$/kbtu)	39.19	47.46	75.98	94.49	98.16	109.81
	TOTAL (US\$/mbtu)	16.24	19.66	31.48	39.16	40.68	45.50
VIEJO CALDAS	Inversión Equipos	1.64	1.69	14.48	23.33	22.03	29.88
	Electricidad	37.58	45.85	61.21	68.05	76.92	76.66
	TOTAL (\$/kbtu)	39.22	47.53	75.69	91.38	98.95	106.54
	TOTAL (US\$/mbtu)	16.25	19.70	31.36	37.87	41.00	44.15

Fuente: Cálculos CREG

Tabla 13. Costo de la sustitución de gas natural por GLP según estrato
(cifras de diciembre de 2004 por kbtu)

Mercado	Concepto	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
CENTRO	Costos de Conversión (\$/kbtu)	0.27	0.29	1.08	1.18	1.28	0.93
	Costos de Conexión (\$/kbtu)	1.30	1.40	1.43	1.57	1.25	0.90
	GLP (\$/kbtu)	29.19	29.19	29.19	29.19	29.19	29.19
	TOTAL (\$/kbtu)	30.75	30.88	31.69	31.94	31.72	31.02
	TOTAL (US\$/mbtu)	12.74	12.79	13.13	13.23	13.14	12.85
COSTA	Costos de Conversión (\$/kbtu)	0.29	0.26	0.93	0.98	1.43	0.74
	Costos de Conexión (\$/kbtu)	1.39	1.28	1.23	1.30	1.39	0.72
	GLP (\$/kbtu)	30.13	30.13	30.13	30.13	30.13	30.13
	TOTAL (\$/kbtu)	31.80	31.67	32.28	32.40	32.95	31.59
	TOTAL (US\$/mbtu)	13.18	13.12	13.38	13.43	13.65	13.09
NOROCCIDENTE	Costos de Conversión (\$/kbtu)	0.37	0.35	1.56	1.36	1.35	0.88
	Costos de Conexión (\$/kbtu)	1.80	1.70	2.06	1.80	1.31	0.85
	GLP (\$/kbtu)	28.56	28.56	28.56	28.56	28.56	28.56
	TOTAL (\$/kbtu)	30.74	30.61	32.19	31.73	31.23	30.29
	TOTAL (US\$/mbtu)	12.74	12.69	13.34	13.15	12.94	12.55
SANTANDER	Costos de Conversión (\$/kbtu)	0.19	0.18	0.75	0.75	0.91	0.59
	Costos de Conexión (\$/kbtu)	1.20	1.14	1.31	1.31	1.17	0.76
	GLP (\$/kbtu)	27.51	27.51	27.51	27.51	27.51	27.51
	TOTAL (\$/kbtu)	28.90	28.83	29.57	29.57	29.59	28.86
	TOTAL (US\$/mbtu)	11.98	11.95	12.25	12.25	12.26	11.95
SUROCCIDENTE	Costos de Conversión (\$/kbtu)	0.32	0.32	1.31	1.45	1.59	1.22
	Costos de Conexión (\$/kbtu)	1.58	1.58	1.73	1.93	1.55	1.19
	GLP (\$/kbtu)	31.11	31.11	31.11	31.11	31.11	31.11
	TOTAL (\$/kbtu)	33.01	33.01	34.15	34.49	34.25	33.52
	TOTAL (US\$/mbtu)	13.68	13.68	14.15	14.29	14.19	13.89
VIEJO CALDAS	Costos de Conversión (\$/kbtu)	0.25	0.26	0.97	0.97	1.25	0.83
	Costos de Conexión (\$/kbtu)	1.60	1.65	1.70	1.70	1.60	1.07
	GLP (\$/kbtu)	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30	27.30
	TOTAL (\$/kbtu)	29.15	29.21	29.97	29.97	30.15	29.20
	TOTAL (US\$/mbtu)	12.08	12.10	12.42	12.42	12.49	12.10

Fuente: Cálculos CREG

Como puede verse en las tablas anteriores, para todos los usuarios residenciales en todos los mercados, el energético más atractivo para sustituir el gas natural es el GLP. De esta forma, la diferencia entre el precio del GLP y el precio del gas natural corresponde al crecimiento potencial de precios que podría observarse en el suministro de gas natural para cada mercado residencial. (Tabla 14)

Tabla 14. Diferencial de precios entre el gas natural y el GLP

Mercado Relevante	DIFERENCIAL DE PRECIOS GAS NATURAL - GLP (US\$/MBTU)					
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Centro	7.60	7.62	8.07	8.52	8.92	8.24
Costa	7.47	7.47	8.38	8.42	8.66	8.02
Noroccidente	7.27	7.23	8.28	8.10	7.92	7.54
Santander	6.61	6.64	7.35	7.33	7.35	7.21
Suroccidente	7.42	7.55	8.47	8.61	8.54	8.22
Viejo Caldas	6.73	6.71	7.59	7.60	7.66	7.26

Fuente: Cálculos CREG

Mercado No Regulado: Sector Industrial

Es bien conocido que el consumidor industrial de gas cuenta con una elasticidad precio demanda superior al consumidor residencial, en la medida en que algunos de sus procesos productivos puedan ejecutarse con diversas fuentes de energía. Es conveniente aclarar que si bien estos usuarios optaron por acceder a la categoría de no regulados²⁰, la señal de un precio regulado se convierte, de cualquier forma, en el precio máximo que deberían pagar.

De nuevo se advierte que la estimación hecha para el mercado del interior supone que el comercializador es capaz de discriminar perfectamente a sus usuarios. Esto significa que a los usuarios actuales les cobra un precio que depende del sustituto más probable para cada uno de ellos y que a la vez ofrece precios inferiores a los clientes potenciales para ampliar su demanda.

En términos generales el uso industrial del gas natural como combustible puede clasificarse en²¹:

- Generación de Vapor
- Calentamiento Directo
- Calentamiento de Aceite

Estos usos determinan en buena medida las posibilidades de sustitución del mismo. Así, el calentamiento en calderas y la generación de vapor permiten el empleo de carbón o combustibles líquidos como sustitutos del gas natural, mientras que los procesos productivos que comprendan el calentamiento directo restringen los combustibles posibles

²⁰ De acuerdo con la Resolución CREG-057 de 1996, un usuario no regulado es un consumidor de más de 300.000 pcd hasta el 31 de diciembre de 2004, y de más de 100.000 pcd a partir de enero 1º. del año 2005.

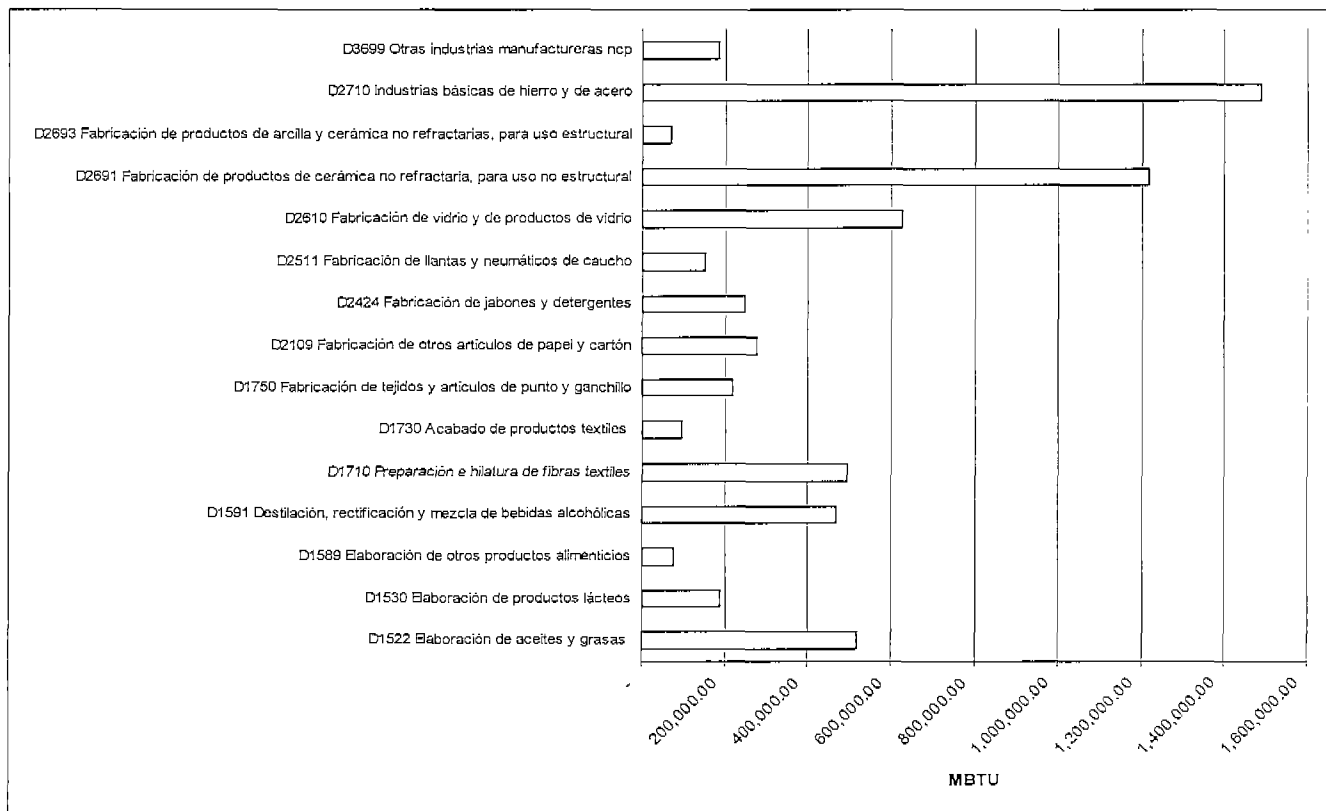
²¹ Según el análisis efectuado por Gas Natural S.A. E.S.P. en su solicitud tarifaria.

al gas natural o los derivados líquidos del petróleo. Así, la caracterización de las actividades económicas para cada mercado relevante se encuentra en las Figuras 32 a 35.

La importancia de estas clasificaciones reside en que a partir de ella, es posible conocer qué tan disputable es cada mercado y con qué energético se compite. De esta forma, las consecuencias del poder de mercado que podrían concluirse a partir de un análisis simple de concentración de oferta de gas combustible pueden verse atenuadas cuando se incluyen los sustitutos.

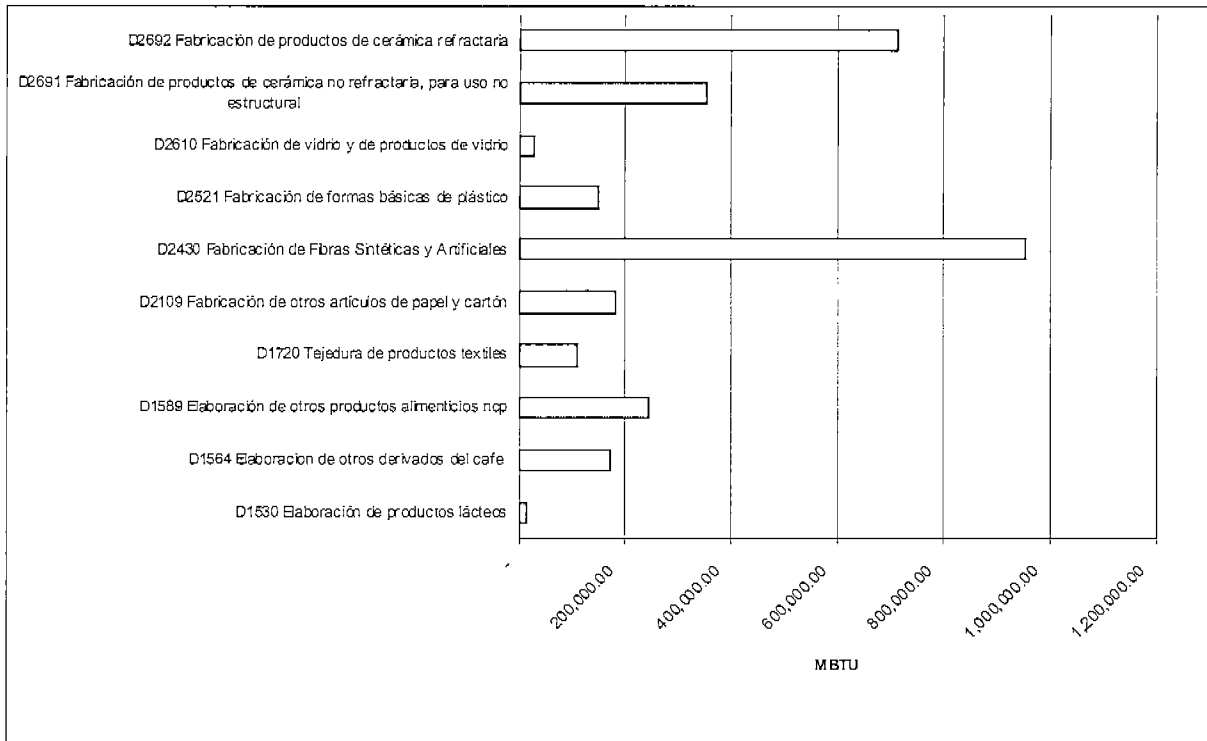
Esta situación puede ser cuantificada a partir de un análisis de *netbacks* en el cual, para cada tipo de usuario, se calcula el costo de conversión al sustituto más cercano en término de precio (combustible de referencia), que al adicionarle el precio de este sustituto se obtiene el valor correspondiente al precio máximo que estará dispuesto a pagar el usuario por el gas natural y a partir del cual, incrementos adicionales en el precio lo conducirán a sustituirlo por el combustible de referencia.

Figura 32. *Actividades económicas de los consumidores de gas del mercado centro*



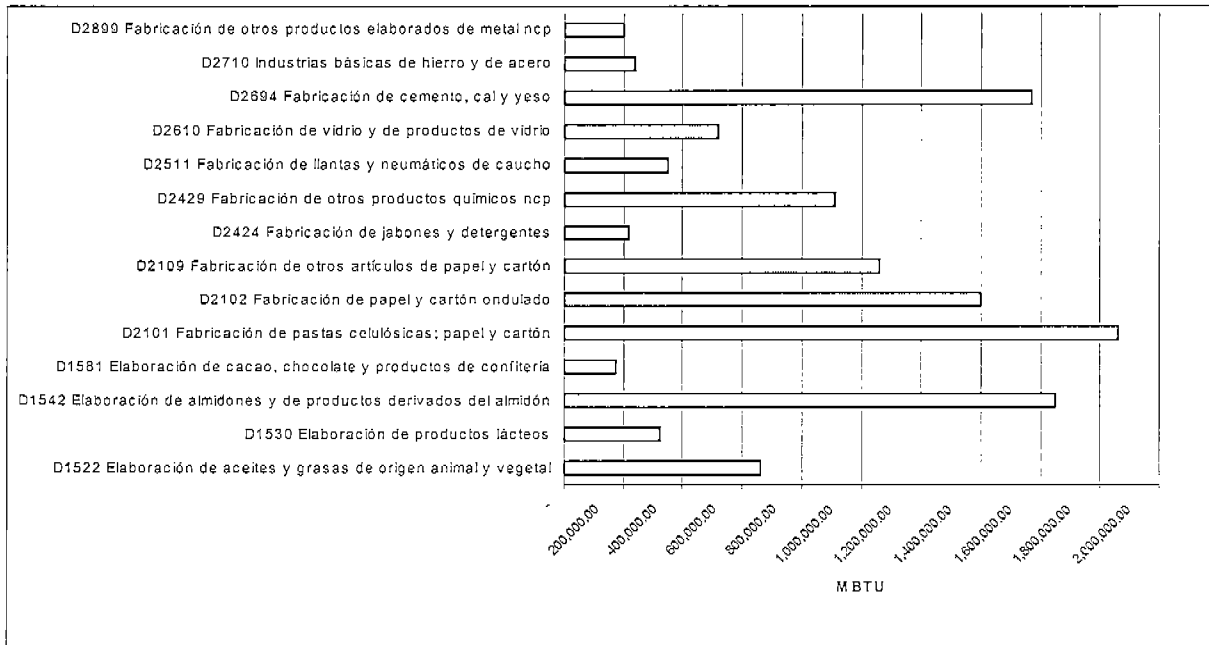
Fuente: CREG a partir de la información suministrada por los comercializadores al SUJ

Figura 33. *Actividades económicas de los consumidores de gas del mercado noroccidental*



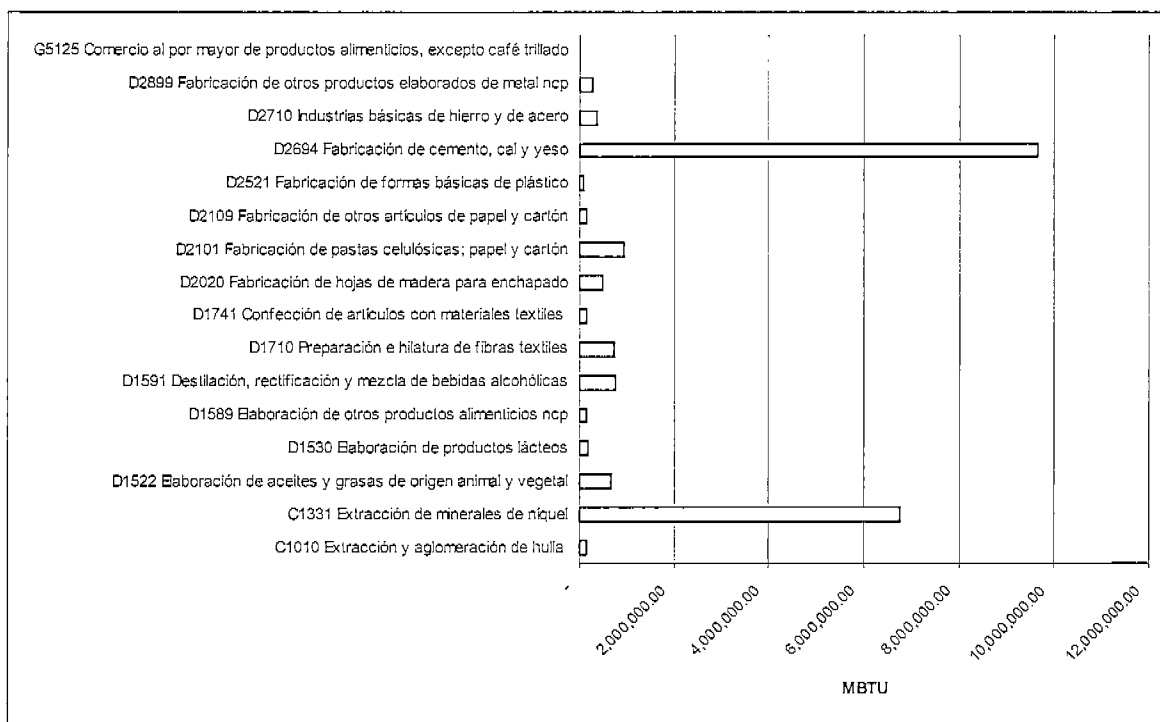
Fuente: CREG a partir de la información suministrada por los comercializadores al SUJ

Figura 34. *Actividades económicas de los consumidores de gas del mercado suroccidental*



Fuente: CREG a partir de la información suministrada por los comercializadores al SUJ

Figura 35. *Actividades económicas de los consumidores de gas del mercado de la Costa*



Fuente: CREG a partir de la información suministrada por los comercializadores al SUJ

No obstante la concentración en la oferta en la mayoría de los mercados anteriores, la vulnerabilidad del consumidor respecto al número reducido de agentes comercializadores de gas natural no puede concluirse únicamente con un análisis que se restrinja al mercado de este producto, toda vez que los usuarios industriales generalmente cuentan con la posibilidad de sustituirlo por otro combustible que les sea más favorable en términos de precio y eficiencia energética.

Las posibilidades de sustitución del gas natural dependen principalmente del proceso productivo. Así, para cada actividad económica se asignó el combustible sustituto más probable con base en la información proporcionada por los agentes distribuidores en sus solicitudes tarifarias y en información que de manera informal obtuvo la Comisión. De esta forma se obtuvo la siguiente asignación de sustitutos (Tabla 15):

Los valores estimados de los costos de inversión necesarios para la conversión de gas al sustituto y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al nuevo combustible fueron tomados de la solicitud tarifaria de Gas Natural S.A. E.S.P., por considerar que son la mejor información disponible para la Comisión al respecto. Se supuso que estos costos son iguales para todos los usuarios del país.

Tabla 15. Principal sustituto del gas natural según la actividad económica

CIIU	Descripción	SUSTITUTO
D1522	Elaboración de aceites y grasas de origen animal y vegetal	ACPM
D2710	Industrias básicas de hierro y de acero	CARBON
D2109	Fabricación de otros artículos de papel y cartón	ACPM
D1589	Elaboración de otros productos alimenticios ncp	ACPM
D1530	Elaboración de productos lácteos	ACPM
D2694	Fabricación de cemento, cal y yeso	CARBON
D2102	Fabricación de papel y cartón ondulado, fabricación de envases, empaques y de embalajes de papel y cartón	CARBON
D2691	Fabricación de productos de cerámica no refractaria, para uso no estructural	ACPM
D1710	Preparación e hilatura de fibras textiles	CARBON
D2899	Fabricación de otros productos elaborados de metal ncp	ACPM
D2610	Fabricación de vidrio y de productos de vidrio	GLP
D2521	Fabricación de formas básicas de plástico	ACPM
D2511	Fabricación de llantas y neumáticos de caucho	CARBON
D2424	Fabricación de jabones y detergentes, preparados para limpiar y pulir; perfumes y preparados de tocador	ACPM
D2101	Fabricación de pastas celulósicas; papel y cartón	ACPM
D2020	Fabricación de hojas de madera para enchapado; fabricación de tableros contrachapados, tableros laminados, tableros de partículas y otros tableros y panales	ACPM
D1591	Destilación, rectificación y mezcla de bebidas alcohólicas; producción de alcohol etílico a partir de sustancias fermentadas	ACPM
D1564	Elaboración de otros derivados del café	ACPM
C1331	Extracción de minerales de níquel	CARBON
G5125	Comercio al por mayor de productos alimenticios, excepto café trillado	GLP
D3699	Otras industrias manufactureras ncp	GLP
D2693	Fabricación de productos de arcilla y cerámica no refractarias, para uso estructural	ACPM
D2692	Fabricación de productos de cerámica refractaria	ACPM
D2430	Fabricación de Fibras Sintéticas y Artificiales	CARBON
D2429	Fabricación de otros productos químicos ncp	ACPM
D1750	Fabricación de tejidos y artículos de punto y ganchillo	ACPM
D1741	Confección de artículos con materiales textiles no producidos en la misma unidad, excepto prendas de vestir	ACPM
D1730	Acabado de productos textiles no producidos en la misma unidad de producción	ACPM
D1720	Tejedura de productos textiles	GLP
D1581	Elaboración de cacao, chocolate y productos de confitería	ACPM
D1542	Elaboración de almidones y de productos derivados del almidón	ACPM
C1010	Extracción y aglomeración de hulla (carbón de piedra)	ACPM

Fuente: CREG a partir de la información suministrada por los comercializadores al SUJ

Las posibilidades de sustitución según las diferencias en la ubicación geográfica de los usuarios respecto a sus decisiones de conversión se limitarán a aquellos combustibles disponibles en cada mercado. Las ciudades que se tomaron como referencia para la industria de los cinco mercados regionales definidos para el ejercicio fueron: Bogotá (Mercado Centro), Medellín (Mercado Noroccidental), Cali (Mercado Suroccidental), Barranquilla (Mercado Costa), y Pereira (Mercado Viejo Caldas). Las fuentes de esta información son la Unidad de Planeación Minero Energética y las empresas distribuidoras de GLP.

El costo de la sustitución del gas natural por carbón, GLP, ACPM o cualquier otro energético requiere la adecuación de la infraestructura productiva. A este costo, debe adicionarse el precio del energético para así obtener la máxima disposición a pagar de un usuario industrial con posibilidades de consumir carbón para remplazar el consumo actual de gas natural. El detalle de los costos de conversión a carbón, ACPM y GLP se encuentra en el Anexo 3.

Estos valores, equivalentes conceptualmente a la máxima disposición a pagar se calculó para las principales ciudades del país obteniendo los valores que se consignan en las Tablas 16 a 18 . Las cifras corresponden a diciembre de 2004

Tabla 16. Costo de Sustitución del Gas Natural por Carbón

CONCEPTO	Bogotá	Cali	Medellín	Pereira	Barranquilla
Inversión en Activos Fijos	2.87	2.87	2.87	2.87	2.87
AOM	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
Combustible	3.33	3.97	3.05	4.38 \$	4.12
TOTAL (\$/kbtu)	8.45	9.09	8.17	9.50	9.24
TOTAL (US\$/mbtu)	3.50	3.77	3.38	3.94	3.83

Fuentes: UPME y CREG

Tabla 17. Costo de Sustitución del Gas Natural por ACPM

CONCEPTO	Bogotá	Cali	Medellín	Barranquilla	Pereira
Inversión en Activos Fijos	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
AOM	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
Combustible	25.57	25.74	25.32 \$	24.31	25.53
TOTAL (\$/kbtu)	\$ 26.03	\$ 26.21	\$ 25.78	\$ 24.77	\$ 25.99
TOTAL (US\$/mbtu)	10.79	10.86	10.68	10.26	10.77

Fuentes: UPME y CREG

Tabla 18. Costo de Sustitución del Gas Natural por GLP

CONCEPTO	Bogotá	Cali	Medellín	Barranquilla	Pereira
Inversión en Activos Fijos	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011
AOM	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
Combustible	20.19	20.13	22.64	20.65	19.68
TOTAL	\$ 20.66	\$ 20.59	\$ 23.10	\$ 21.12	\$ 20.14
TOTAL (US\$/mbtu)	8.56	8.53	9.57	8.75	8.35

Fuentes: UPME y CREG

Finalmente, teniendo la estimación de los costos de sustitución por carbón, ACPM y GLP para cada mercado, la clasificación de la demanda industrial no regulada de gas natural como combustible y por ende, la elección del combustible sustituto más probable según el proceso productivo, se construyeron las curvas de demanda de gas natural de los usuarios actuales, que reflejan la máxima disposición a pagar por el gas natural antes de optar por el combustible de referencia. Estas curvas no incluyen la demanda potencial del energético. Las curvas de demanda resultantes aparecen en las figuras 36 a 40.

Figura 36. Curva de demanda industrial de gas combustible para el mercado del Centro

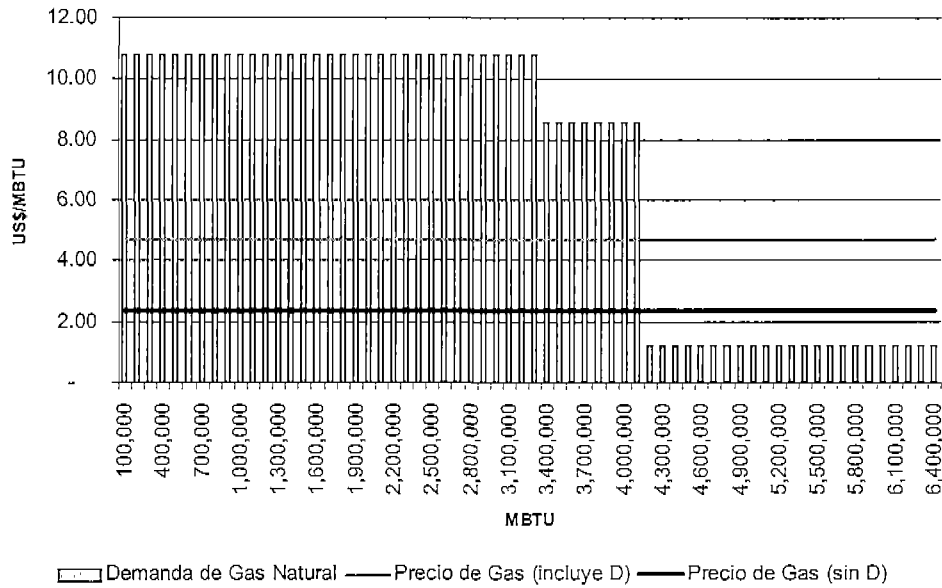


Figura 37. Curva de demanda industrial de gas combustible para el mercado del Noroccidente

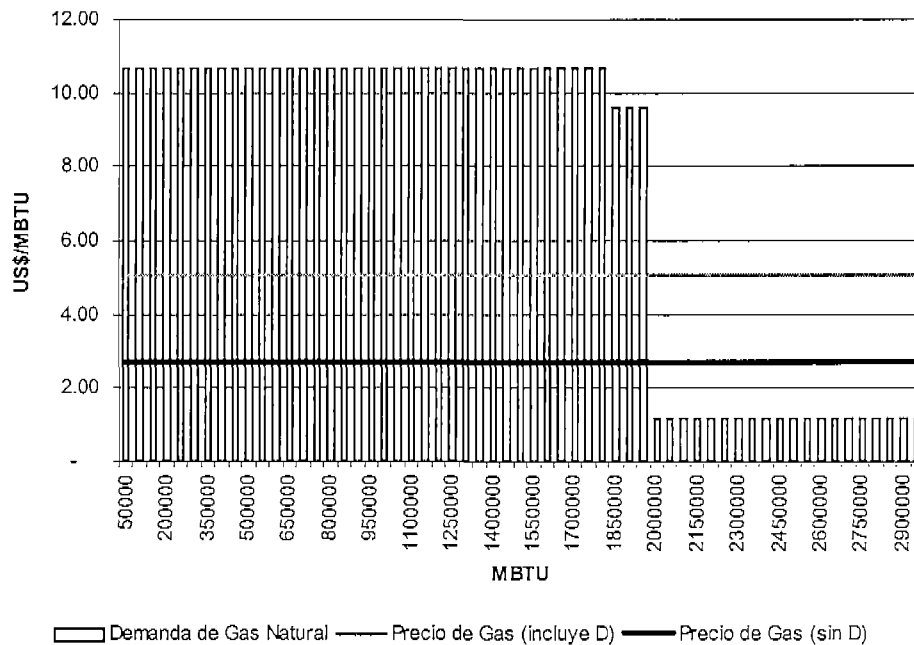


Figura 38. Curva de demanda industrial de gas combustible para el mercado del Suroccidente

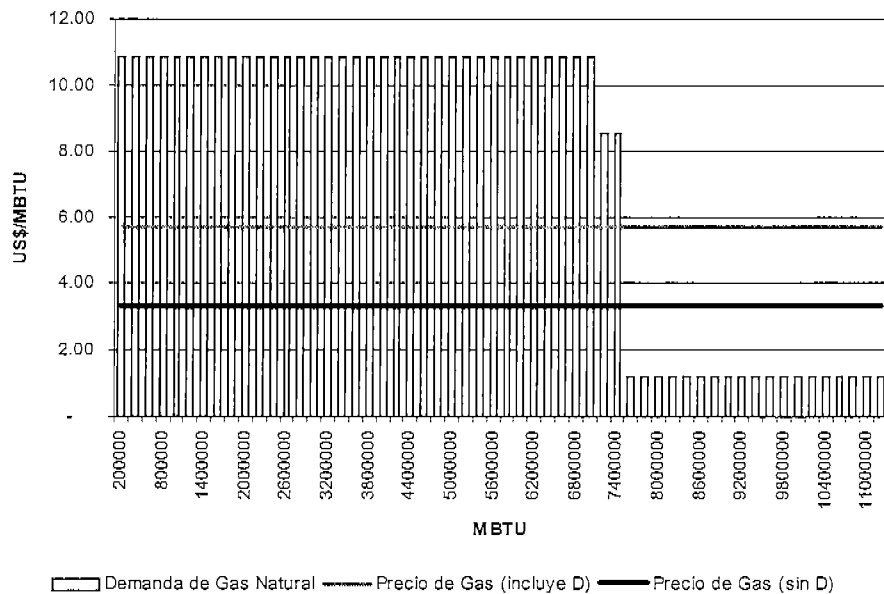
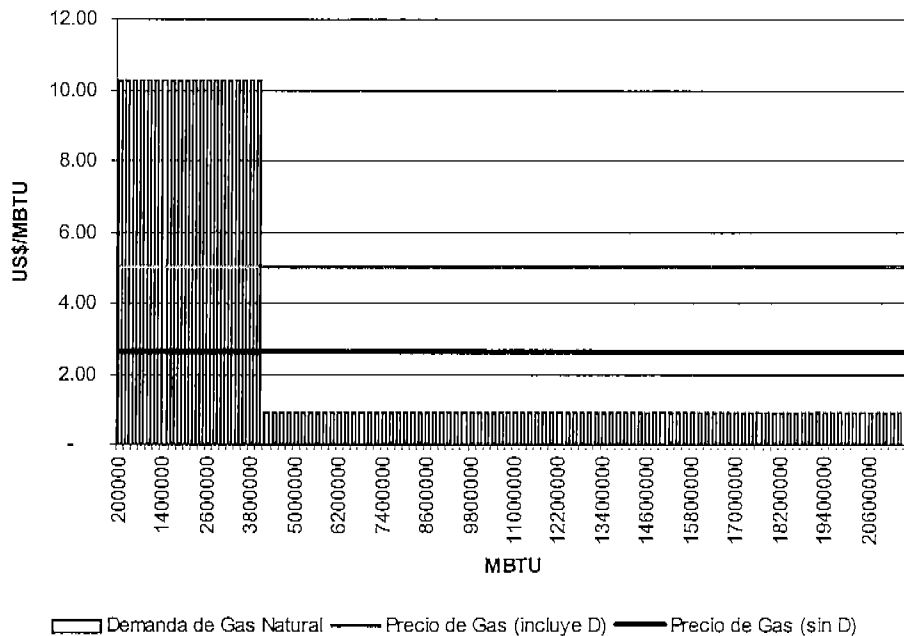


Figura 39. Curva de demanda industrial de gas combustible para el mercado de la Costa



Como puede observarse en las figuras anteriores, en todos los mercados, exceptuando la Costa Atlántica, la mayor proporción de la demanda actual de gas natural podría consumir alguno de los combustibles líquidos, principalmente ACPM, y una menor parte tiene al carbón como sustituto del gas natural.

La información anterior permite obtener algunas conclusiones relevantes:

- Pese a constatar la diferencia en precios entre el carbón y el gas natural, se observó que existen usuarios industriales que a pesar de la competitividad del carbón decidieron emplear gas natural como energético. Esto induce a pensar que existen factores distintos a los aquí considerados que obligan a consumir gas natural, tal como pudo observarse en las solicitudes tarifarias de las principales distribuidoras que atienden usuarios industriales de gas (Gases del Caribe, Gases de Occidente y Gas Natural).

Ahora bien, si el proceso productivo requiere calentamiento directo el carbón deja de ser una alternativa factible. Esta situación, combinada con los altos precios de los combustibles líquidos comparados con el gas natural, explica que la demanda industrial no regulada existente en 2004 estuviera compuesta por empresas que de no consumir gas natural se verían obligadas a remplazar su consumo por el de ACPM o GLP.

- Considerando que para los consumidores actuales de gas natural los principales combustibles sustitutos son los combustibles líquidos, la producción de los mismos en cabeza del primer productor de gas natural (ECOPETROL) hacen poco creíble el carácter disputable de los mercados analizados.

Mercado No Regulado: Sector Termoeléctrico

Aunque es posible que algunos de los generadores eléctricos del país utilicen combustibles sustitutos, su utilización permanente se considera inviable por la carencia de facilidades de almacenamiento, tratamiento y transporte. Por tal razón se concluye que un análisis de sustitución en el mediano y largo plazo del gas natural es irreal, toda vez que la demanda de energía de estos consumidores necesariamente debe ser atendida con gas natural.

4. PROPUESTA REGULATORIA

Con base en el diagnóstico presentado anteriormente, en esta sección se pretende concluir sobre el estado del mercado colombiano de gas a nivel mayorista, en comparación con las características ideales de desarrollo de un mercado competitivo. En la Tabla 19 se presentan los elementos característicos de los mercados desarrollados y por lo tanto más eficientes y competitivos, haciendo un paralelo con el estado del mercado colombiano:

Tabla 19. Características del Mercado Colombiano de Gas vs Mercado Competitivo

Mercado Desarrollado y Competitivo	Mercado Colombiano
Un número importante de vendedores de gas natural	No
Varios campos de producción con acceso a los diferentes mercados	Limitado
Campos independientes y competitivos	Limitado
Separación de actividades	Si
Acceso a todas las actividades de la cadena	Si
Acceso abierto a la infraestructura de transporte	Si
Acceso abierto a las instalaciones de almacenamiento	No Aplica
Un número grande de compradores de diferentes sectores	Limitado
Existencia de comercializadores independientes de gas natural	Limitado
Disponibilidad de infraestructura de almacenamiento	No
Usuarios finales que participen en el mercado	Si
Precios libres sin sujeción a topes	Parcialmente
Mercados financieros desarrollados que provean herramientas para administración de riesgos	No
Regulación independiente y un marco normativo simple para el mercado	Si
Un mercado de corto plazo (spot) con un volumen de transacciones suficiente para ser caracterizado como un mercado líquido, que permita hacer balances entre la oferta y la demanda	No
Sistemas de información	No
Competencia con sustitutos	Si

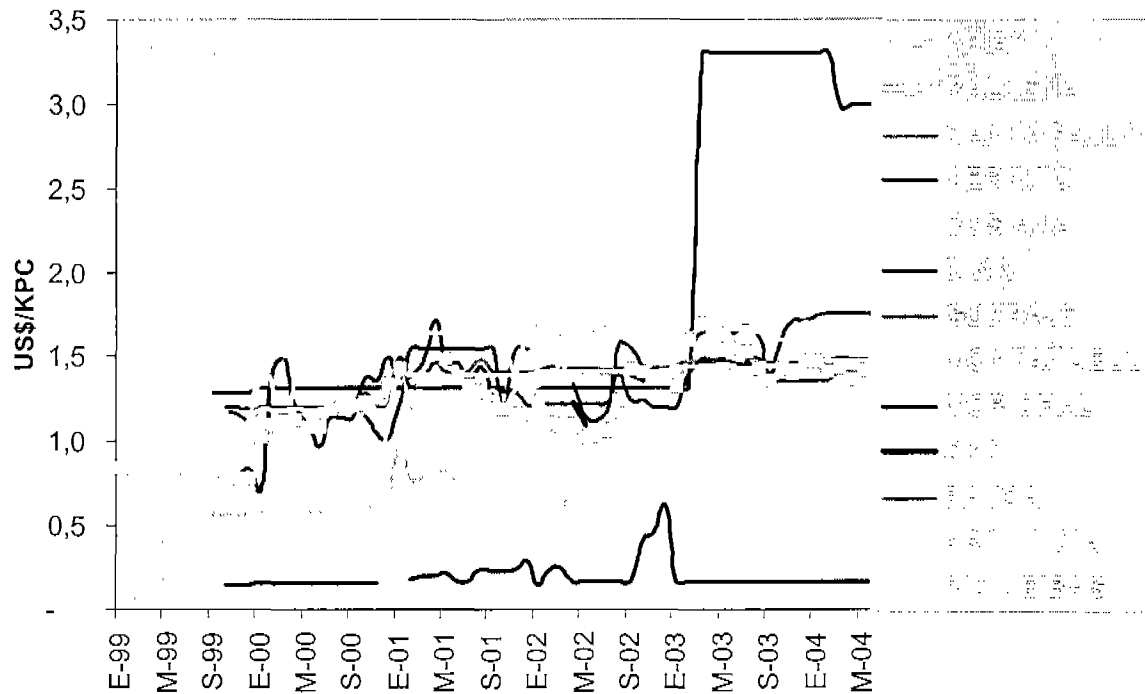
En términos generales el mercado de gas colombiano es un mercado en evolución, todavía superficial y opaco, en el que no existe el flujo de información que se requiere para su operación y desarrollo. Además, se caracteriza por la participación de unos pocos agentes tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda. Existen pocos campos de producción de gas y en todos ellos participa ECOPETROL, lo que limita la competencia.

De esta forma, al no existir las condiciones necesarias para desregular el precio, y persistiendo las diferencias en la madurez de los mercados de la Costa y el Interior, se recomienda mantener el régimen de regulación de precios establecido en la Resolución CREG-023 de 2000. Esto implica regular el campo de Ballena y liberar el precio de todos los demás campos de producción del país. Esta medida se mantendrá por un período de

cinco años, al cabo del cual la Comisión evaluará la pertinencia de continuar con un régimen de precios regulados o dar paso a uno de precios libres en todos los campos de producción de gas del país.

Aparte de las razones hasta aquí expuestas para conservar estas medidas, se considera de vital importancia para la estabilidad regulatoria continuar con la desregulación de la producción del interior, complementando esta medida con una señal de precios regulados para la producción de la Guajira, toda vez que esta señal regulada se convierte en referente de negociación para todas las transacciones del mercado, principalmente para aquellos mercados en etapa de crecimiento, como es el caso del Occidente del país, que por su situación geográfica pueden ser atendidos por cualquiera de las dos principales fuentes de producción. Esta situación de convergencia de precios se evidencia en la Figura 40.

Figura 40. Evolución de los Precios de Compra de Gas Natural por Campo



Fuente: Base de datos CREG, reportes de los distribuidores-comercializadores