

La Cadena del Gas Natural en Colombia

33.809861
718ca
2

ISBN: 958-97885-9-1

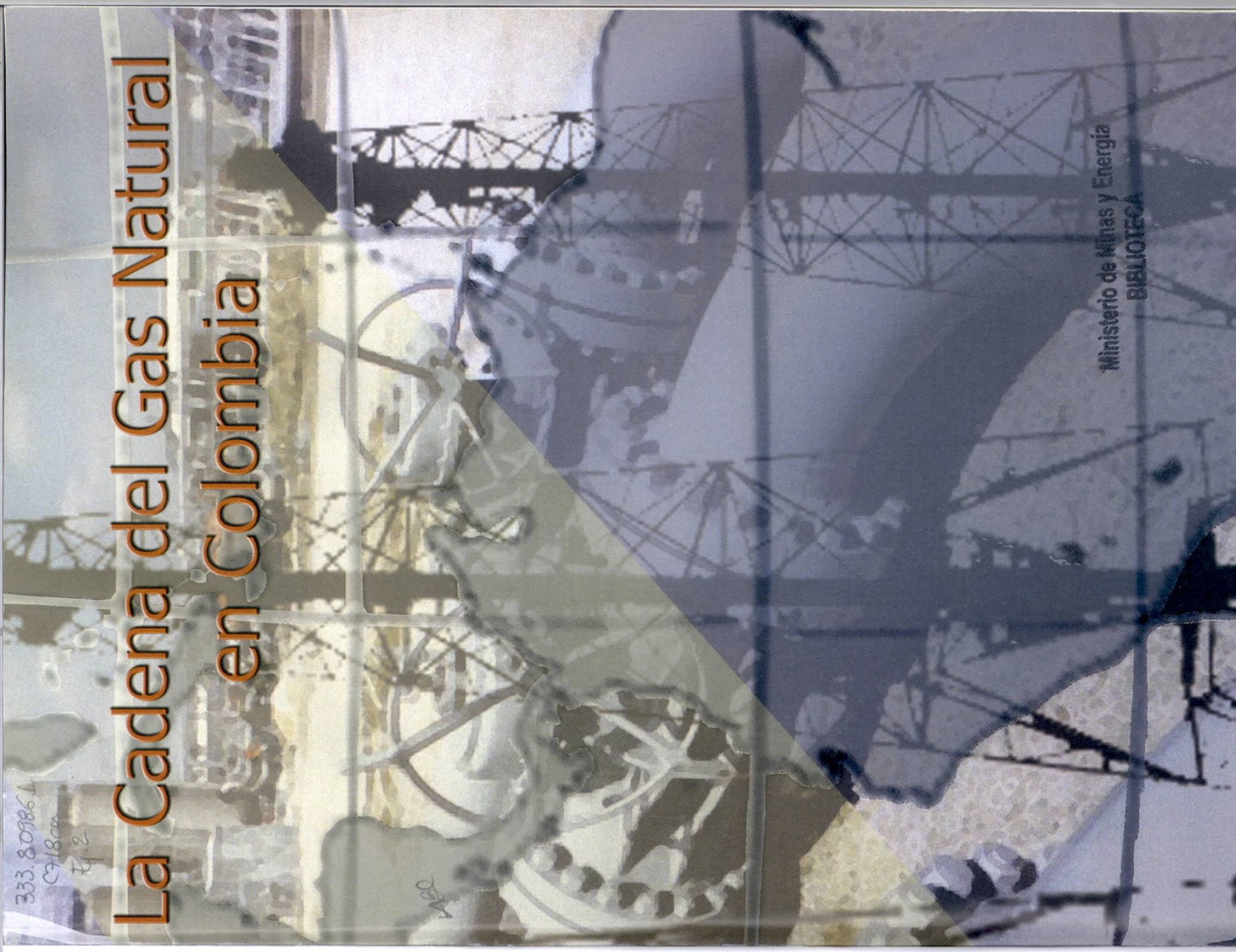


REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

333.80786 L
C718cm
E12

La Cadena del Gas Natural en Colombia



1957
BIBLIOTECA

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

LA CADENA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME



Director General

Carlos Arturo Flórez Piedrahita

Subdirector de Planeación Energética

Alberto Rodríguez Hernández

Subdirector de Información

Mauricio Molano Yáñez

Grupo de trabajo

Beatriz Herrera Jaime

Elga Cristina Saravia Low

Coordinación Editorial

Teresa Huertas Molina

Diseño:

Alberto Borrero P.

ISBN: 978-958-97885-9-1

Derechos Reservados

Impreso en Colombia
por Panamericana Formas e Impresos S.A
Bogotá D.C., febrero 2007

CONTENIDO

I ENTORNO INTERNACIONAL	9
1.1 Energía en el mundo	10
1.1.1 Reservas y producción mundial de energía	10
1.1.2 Tendencia mundial del consumo de energía	11
1.1.3 Proyección del consumo mundial de energía	14
1.2 Gas natural en el mundo	17
1.2.1 Reservas y producción mundial de gas natural	17
1.2.2 Consumo mundial	18
1.2.3 Nuevas tecnologías	20
1.3 El Gas natural en América Latina	21
1.3.1 Reservas de gas natural en América Latina	21
1.3.2 Producción y consumo en América Latina	22
2 ENTORNO NACIONAL	33
2.1 Economía y energía	33
2.1.1 Principales indicadores económicos	35
2.1.2 Relación energía PIB	37
2.2 Matriz energética	39
2.3 Situación del gas natural en el “Upstream”	41
2.3.1 Generalidades	41
2.3.2 Exploración	41
2.3.3 Reservas	43
2.3.4 Relación reservas producción	44
2.3.5 Producción y suministro	45
2.3.6 Extensión de contratos de asociación	48
2.3.7 Prospectiva del gas natural	48
3 SITUACIÓN EN EL “DOWNSTREAM” DE GAS NATURAL	55
3.1 Generalidades	55
3.2 Transporte	55
3.3 Distribución de Gas Natural	57
3.4 Áreas de Servicio Exclusivo para distribución	61

3.5 Consumo de gas natural en Colombia	63
3.6 Gas Natural Vehicular	65
3.7 Proyecciones de demanda de gas natural	66
3.8 Balance oferta demanda	69
4 PRECIOS	75
4.1 Regulación de los precios en boca de pozo	75
4.2 Regulación de los precios de transporte	77
4.3 Regulación de distribución y comercialización	79
4.4 Tarifas de gas natural	80
4.4.1 Áreas de Servicio Exclusivo	80
4.4.2 Áreas de Servicio No Exclusivo	81
5 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	85
5.1 Integración de los negocios	85
5.2 Los precios del gas natural en boca de pozo	86
5.3 Competencia entre productores y comercialización conjunta	88
5.4 Contratos pague lo contratado y pague lo demandado	88
5.5 Regulación de la actividad de transporte	89
5.6 Regulación de la actividad de distribución	91
5.7 Propiedad accionaria y competencia	91
5.8 Normatividad	93
6 GAS NATURAL Y EL SECTOR ELÉCTRICO	97
6.1 Sector Eléctrico Colombiano	97
6.2 Coordinación entre los sectores de Gas Natural y Electricidad	100
6.3 Definición de alternativas y estrategias de generación	102
7 SUSTITUTOS DEL GAS NATURAL	105
7.1 Comparativo sustitutos del gas natural por precio 2003-2006	105
7.1.1 Sector Comercial-Residencial	105
7.1.2 Sector Industrial	107
7.1.3 Sector Transporte	108
7.1.4 Sector Eléctrico	108
7.2 Proyecciones-Escenarios de Sustitución	110
8 ACCIONES PARA LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL	115
8.1 Plan Energético Nacional (PEN)	115
8.2 Estrategias para la dinamización y consolidación del sector de gas natural en Colombia	116
8.2.1 Lineamientos de política y estrategias	117
8.2.2 Recomendaciones	117
8.3 Fondo Especial Cuota de Fomento	118
8.4 Espacios de Discusión para consolidar el sector de Gas Natural	119
8.4.1 Reunión del Grupo de Expertos Ad Hoc en gas de la CAN	119
8.4.2 Consejo Nacional de Operación	119
8.5 Acciones para el Fortalecimiento	120
BIBLIOGRAFIA Y FUENTES DE INFORMACIÓN	122

PRESENTACIÓN

Desde inicios de la década de los 90, la política energética tuvo como uno de sus objetivos la masificación del consumo de gas en el interior del país. En 1991 el CONPES¹ aprobó el Programa para la Masificación del Consumo de Gas, orientado a impulsar el gas en el interior del país como sustituto de energéticos de alto costo, considerando la existencia de reservas importantes y las características ambientales de este energético.

En 1993 un nuevo documento² aprobó las estrategias de lo que en ese entonces se denominó El Plan de Gas y se establecieron acciones tendientes a garantizar la oferta del combustible mediante la continuidad en las actividades de exploración y explotación de nuevos yacimientos, la construcción de una red troncal de gasoductos, la ampliación del sistema de transporte y la conformación de un mercado en los sectores industrial, residencial y termoeléctrico.

En desarrollo de las directrices gubernamentales antes mencionadas, ECOPETROL contrató y financió la construcción de los gasoductos que constituyen la columna vertebral del transporte de gas en el interior del país.

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, *Ley 142 de 1994*, apuntó a la separación de las actividades de comercialización y transporte de gas en ECOPETROL y así lo desarrolló la regulación para el sector de gas. Posteriormente la *Ley 401 de 1997* separó de ECOPETROL el transporte del gas y la propiedad sobre los activos correspondientes y creó a ECOGAS como una empresa independiente.

Como resultado de lo anterior, actualmente se presta el servicio a cerca de tres millones setecientos mil usuarios en todo el país, en trescientos ochenta y cuatro municipios. Se construyeron 3,600³ kilómetros de gasoductos y se constituyeron en una década veintiséis empresas de distribución de gas.

Una década después de enunciado el Plan de Gas, la UPME ha considerado que es de interés para los diversos agentes del sector energético y para los particulares interesados en la materia, disponer de una información estructurada, organizada y oportuna, y presenta esta nueva versión del documento “La Cadena del Gas Natural en Colombia” versión 2003–2005.

¹ Documento No. 2571.

² Documento CONPES No. 2646,

³ Las cifras decimales se separan con punto y las cifras de miles se separan con comas.

Inicialmente, en el Capítulo I se hace referencia a las reservas, la producción y el consumo de gas natural en el mundo, haciendo énfasis en las condiciones de Latinoamérica. En el Capítulo 2 sigue una revisión del entorno nacional que incluye una descripción de los principales indicadores económicos del país y las condiciones de exploración, producción y suministro que constituyen el “upstream” y los aspectos del “downstream” que tienen que ver con la demanda del gas natural, su transporte y los elementos del consumo como son la distribución, las áreas exclusivas y el GNCV.

El Capítulo 3 hace referencia a la situación del “downstream” del gas natural, entendido como las actividades relacionadas con la forma en que llega el gas natural desde el momento que es inyectado a un gasoducto bajo especificaciones de calidad, y es desplazado hasta el punto de uso final.

El Capítulo 4 está dedicado a revisar la situación de los precios y en el Capítulo 5 se analizan los aspectos regulatorios y normativos en materia de gas natural. En el Capítulo 6 se presentan elementos importantes de la relación entre el sector eléctrico y el sector de gas natural, principalmente en cuanto a generación y demanda.

En el Capítulo 7 se analiza el comportamiento de los sustitutos del gas natural, y finalmente en el Capítulo 8 se revisan asuntos de actualidad del subsector tales como el Plan Energético Nacional, las Estrategias del CONPES para la dinamización y consolidación del Sector de Gas Natural en Colombia, el desarrollo del Fondo Especial Cuota de Fomento, la Reunión del Grupo Ad-Hoc en Materia Gasífera de la Comunidad Andina y las actividades del Consejo Nacional de Operación.

En esta, como en todas nuestras publicaciones, reiteramos nuestro interés porque estos documentos se constituyan en una valiosa fuente de consulta para los agentes sectoriales y terceros interesados.

CARLOS ARTURO FLÓREZ PIEDRAHITA
Director General



CAPÍTULO I ENTORNO INTERNACIONAL

I ENTORNO INTERNACIONAL

A nivel internacional, el 2005 fue un año con importantes perturbaciones en los mercados energéticos, por el considerable aumento de demanda de los países asiáticos y disminución en los países de la Organización para Cooperación Económica y Desarrollo (OECD), particularmente en los Estados Unidos, consecuencia de los directa de la interrupción en el suministro de energéticos fósiles suscitados por los fenómenos climáticos Rita y Katrina. También en este año se reportó el mayor aumento de precios del petróleo y del gas después de la crisis petrolera en los años 70.

Sin embargo, el aumento de precios no está relacionado directamente con la escasez de los recursos, pues en este año las reservas mundiales de petróleo y de gas natural continuaron con una tendencia a tener mayor crecimiento que la producción⁴.

Los dos últimos se destacaron por las tasas de incremento en el consumo energético mundial, el cual ha sido impulsado por el crecimiento económico de los países emergentes del Asia, tornándose en la principal región consumidora de energía y desplazando en los últimos años a Europa y Norteamérica.

El fuerte crecimiento económico de China en los últimos años se ha manifestado en una expansión muy considerable de su consumo de petróleo, hasta convertirse en el segundo consumidor mundial, con tasas de crecimiento cinco veces superiores frente a la tasa correspondiente al conjunto del mundo, alterando de manera significativa la geopolítica internacional de la energía, especialmente en Asia-Pacífico.

Analistas señalan que el ritmo actual de crecimiento de la demanda energética mundial y en particular en las economías emergentes, representa riesgos en dos aspectos: «*la seguridad del suministro y el incremento de las emisiones de dióxido de carbono*», ya que los hidrocarburos seguirán siendo la fuente energética más importante en los próximos 25 años, con un aporte cercano al 60% de la demanda de energía en 2030.

Según la Agencia Internacional de Energía - AIE, la fuente energética que registrará un mayor incremento de la demanda en términos absolutos será el gas natural, cuyo consumo crecerá un 2.1% anual. Esta evolución representa un incremento del 75% en el próximo cuarto de siglo, hasta los 4,8 billones de metros cúbicos de gas. La demanda de carbón aumentará un 1.4% anual, hasta los 7,300 millones de toneladas en 2030. Crecerá también la producción de la energía nuclear pero menos que otras fuentes, mientras que las energías renovables aumentarán más que el resto, con una media del 6.2% por año. Sin embargo, su cuota de mercado seguirá siendo reducida y quedará relegada al 2% del consumo total en 2030.

⁴ BP – Prensa. <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=954&contentId=2019295>.

La AIE considera igualmente que durante el periodo 2006-2030 será necesaria una inversión de 17 billones de dólares para hacer frente a los requerimientos en ampliaciones de la capacidad de refinación y extracción. La organización pronostica que en 2030 el precio del barril del petróleo será un 20% más elevado, en caso de que no se produzcan estas inversiones, lo que repercutirá en un aumento de los costos de producción de todas las fuentes de energía.

También considera que la falta de inversiones podría provocar una reducción del Producto Interno Bruto (PIB) de la economía mundial en valores cercanos a 0.23 puntos por año hasta 2030. Si se mantiene esta carencia de inversiones, la demanda global de petróleo crecería un 1,1% anual en los próximos 25 años, y la de gas natural un 1.9% anual, siendo Norteamérica y Europa los responsables del descenso en la demanda.

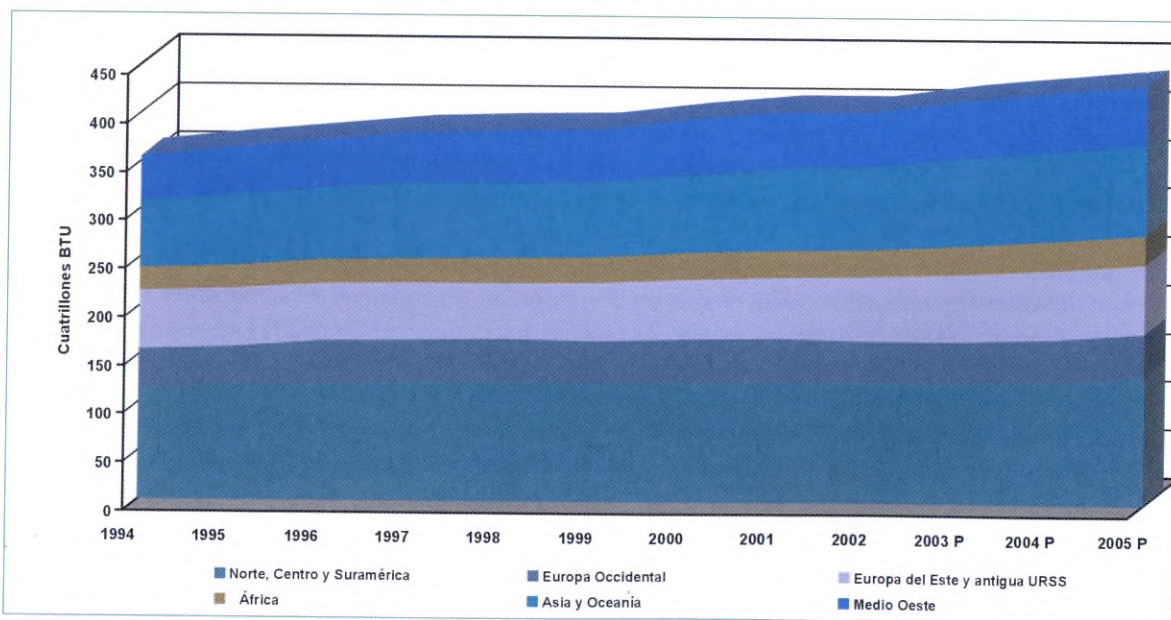
1.1 Energía en el mundo

A pesar de que los recursos energéticos mundiales son suficientes para satisfacer la demanda prevista, convertir energía primaria en suministro depende de la movilización de recursos que le permita al sector energético contar con el capital necesario para su desarrollo. Esto implicará la elaboración de estrategias, donde exista concordancia entre las necesidades de las economías y los requerimientos de energía.

1.1.1 Reservas y producción mundial de energía

La producción mundial de energía durante el 2005 fue de 433.9 cuatrillones de BTU⁵ y el consumo 435.7 cuatrillones de BTU en el año 2005, siendo el balance energético entre la producción y el consumo de -1.8 cuatrillones de BTU, lo que indica un uso del inventario de almacenamiento de las fuentes primarias.

Gráfica 1
PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA



Fuente: Energy Information Agency.

⁵ BTU British Thermal Unit.

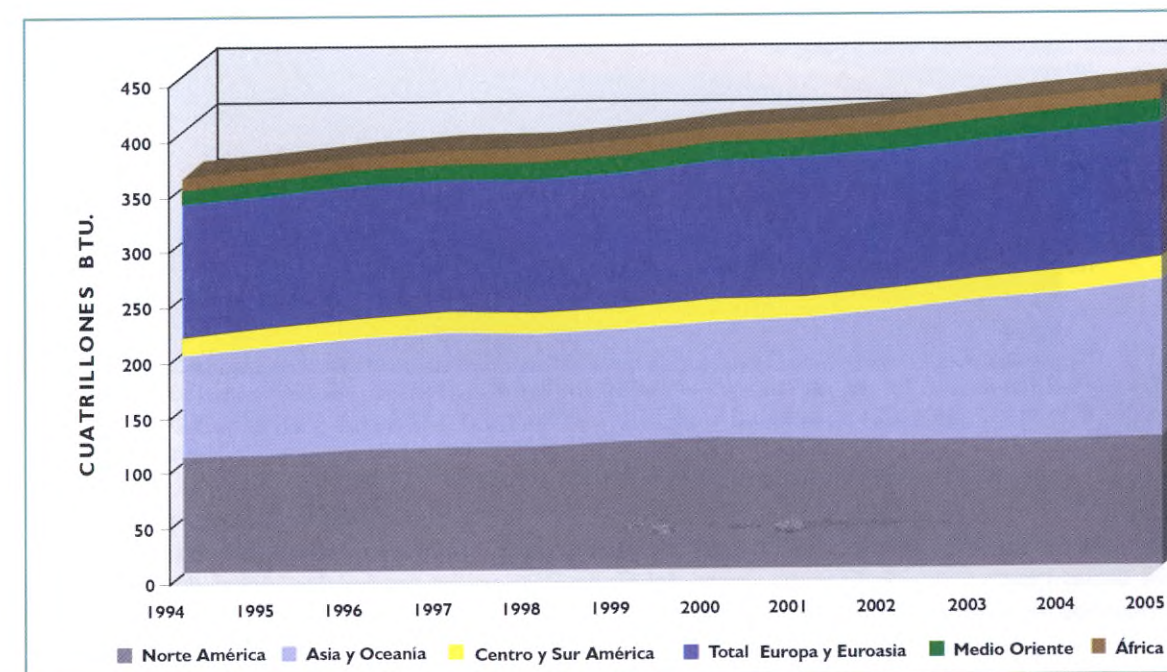
Los mayores productores mundiales de energía fueron: Estados Unidos, Rusia, China, Arabia Saudita y Canadá, suministrando 77.7% de la energía total mundial. Le siguen Irán, Reino Unido, Noruega, Australia, México y otros, que suministraron 22% adicional. Estados Unidos suministró el 26.6%, con una diferencia considerable respecto a Rusia quien contribuye con el 18.5% y de China cuyo aporte es del 16.6% y en forma individual supera la producción total del continente africano. Regionalmente el continente americano es el mayor productor de energía primaria seguido de Asia y Oceanía, información que se presenta en la gráfica 1.

1.1.2 Tendencia mundial del consumo de energía

En la gráfica 2 se presenta la tendencia mundial del consumo de energía entre los años 1994 y 2005, donde se observa que para el periodo 2000-2005 el consumo creció a una tasa promedio anual de 2%, pasando de 399 cuatrillones⁶ de BTU en 2000 a 436 cuatrillones de BTU en 2005.

El mayor consumo de energía corresponde a la región de América del Norte Centro y Suramérica con el 33% del total mundial, equivalentes a 140 cuatrillones de BTU, seguido de Asia y Oceanía, región que desde la década de los 90 ha venido incrementando la demanda de energía gracias a las altas tasas de crecimiento interno de sus países, particularmente en 1999. Hoy su consumo de energía asciende a 139 cuatrillones de BTU que representan 31.8%, donde se destacan los altos consumos de China con 13.6%, cuyo crecimiento promedio en los últimos 5 años fue 12%, Japón con 5.3%, India 3.33% y Korea del Sur 2% del total consumido a nivel mundial. Regionalmente los menores consumos se registran en África 3%, y el Medio Este con 4.6%.

Gráfica 2
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA



Fuente: EIA, Energy Information Agency.

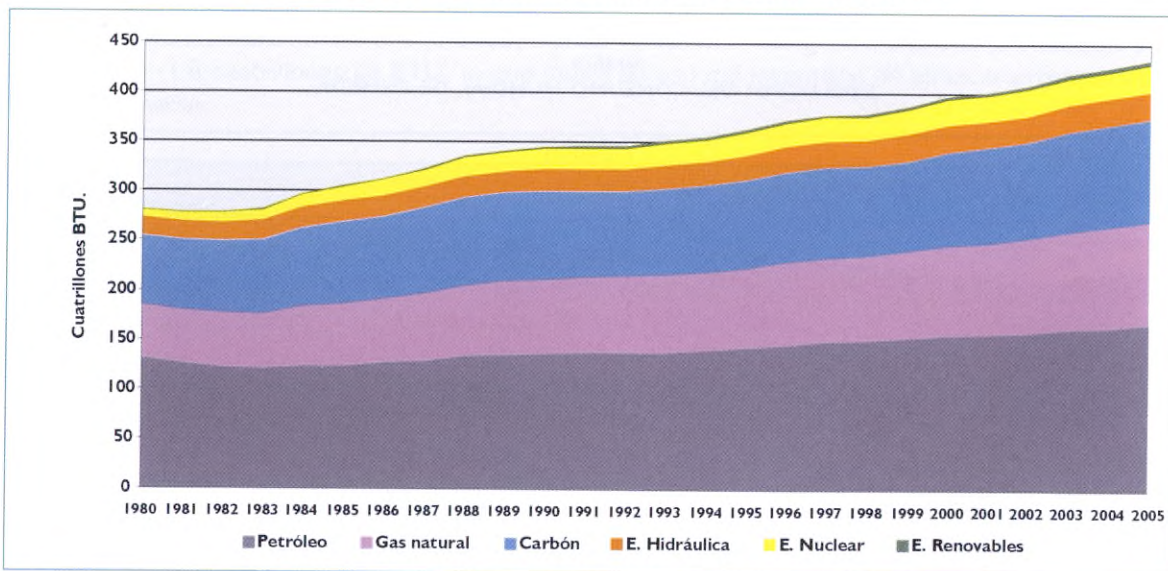
⁶ Cuatrillón: Unidad seguida de 15 ceros.

Mientras el consumo de energía a nivel mundial ha crecido a una tasa promedio del 1.85%, en la región de Asia y Oceanía los incrementos son del orden del 5%, lo cual indica que los factores demográficos tienen una fuerte incidencia en el consumo energético, particularmente en las economías emergentes donde la intensidad energética aún es elevada, siendo nuevamente China, India y Malasia los países de mayor tasas de incremento. Los países pertenecientes a la OECD consumen el 54% de la energía, los países de la Unión Europea consumen el 17%, la antigua Unión Soviética el 10% y el restante 19% corresponde a las economías emergentes y los países del tercer mundo.

Europa y Euroasia han visto reducida su participación en un 6.5% al pasar de 32.75% en 1995 a 29% en el 2005. Igual condición presenta Norteamérica quien redujo su participación en 2% en el mismo periodo. Esto no significa que el crecimiento económico de estas regiones haya sido negativo, su disminución tiene origen en los programas de eficiencia energética, ahorro de energía y Protocolo de Kyoto.

En lo referente al tipo de fuente energética, aunque en términos generales la participación relativa del petróleo ha venido declinando, este continúa siendo la fuente primaria de energía más importante del mundo, alcanzando durante el 2005 167 cuatrillones de BTU, que representan el 38.5% del consumo total de energía en el mundo. Entre 2000 y 2005 el consumo de petróleo creció a una tasa anual promedio de 1.43% gracias al comportamiento de las economías asiáticas. La evolución del consumo por fuente se presenta en la gráfica 3.

Gráfica 3
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA POR FUENTE



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2005.

La demanda mundial de petróleo se concentra en Norteamérica, Asia y Europa, mientras que más del 60% de las reservas se localizan en países del Golfo Pérsico. La producción global de petróleo ha continuado incrementándose para cubrir la creciente demanda y ya supera los 84 MBD⁷; se estima que la producción global de crudo llegará a cerca de 120 MBD para el año 2025, representando un incremento de casi 45% con respecto al nivel actual.

⁷ MBD Millones de Barriles Día.

En el período 2000-2005 la incorporación de reservas se ha concentrado en Medio Oriente y la antigua URSS. Gran parte del crecimiento de la oferta de crudo provendrá del Golfo Pérsico, donde se espera que la capacidad de producción se duplique para llegar a cerca de 40 MMBD en el año 2025, de acuerdo con lo señalado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

El carbón es la segunda fuente de consumo, participando con el 24% de la canasta energética mundial. Entre 2000 y 2005 el consumo de carbón creció a una tasa anual promedio de 2.4%, pasando de 94.5 cuatrillones de BTU en 2000 a 104.8 cuatrillones de BTU en 2005, incremento motivado de nuevo por la intensificación de la demanda en China, que aumentó en más del 15% en los últimos 5 años, aunque otras regiones también experimentaron una fuerte demanda, y en Norteamérica su uso creció hasta alcanzar niveles record.

Las reservas recuperables de carbón en el mundo se estiman en más de 900 billones de toneladas, siendo Estados Unidos, Rusia y China los países con mayores reservas. Análisis realizados por la Energy Information Agency (EIA) consideran que la demanda mundial de carbón crecerá en alrededor de 2% por año, alcanzando alrededor de 155 cuatrillones de BTU para el 2025.

El consumo de energía eléctrica (Hidráulica 27.9 cuatrillones de BTU, Nuclear 27.5 cuatrillones de BTU y Renovables 4.1) alcanzó un total de 59.7 cuatrillones de BTU en el 2005, lo cual representa una cuota del 13.7% de la energía total. Se estima que el consumo de electricidad llegará a 88 cuatrillones de BTU en el 2025, impulsada por crecimientos del orden de 4% en los países en vías de desarrollo, pero el promedio mundial será del orden de 1.85% anual. El gas natural incrementará significativamente su participación en la generación de electricidad, pero el carbón seguirá siendo el principal combustible en la generación de este energético.

El gas natural es la fuente de energía primaria de más rápido crecimiento en los años recientes; fue la tercera fuente de energía en 2005 con casi la cuarta parte de la energía total consumida en el mundo, representando cerca del 23%. Entre 2000 y 2005 el consumo de gas natural creció a una tasa anual promedio de 2.8%, pasando de 91 cuatrillones de BTU en 2000 a 103.6 cuatrillones de BTU en 2005, superando la media de crecimiento de consumo de energía total de los últimos 10 años.

La mayor proporción del consumo (84%) se concentra en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, OCDE y en el mercado formado por la ex URSS y las «Economías en Transición de Europa del Este», que representan respectivamente el 48% y 36% de la demanda mundial de gas natural.

Dentro de las «regiones en desarrollo», el Medio Oriente y América Latina dan cuenta, cada una, de cerca del 5% de la demanda mundial. Les siguen Asia del Este y Asia del Sur con el 2.1% y el 1.4%, respectivamente, mientras que África representa el 1.45%, y la República Popular China el 0.75% del consumo mundial.

El mayor dinamismo del consumo del gas natural se explica, entre otros factores, por la abundancia de reservas, lo que indica que existe una capacidad de oferta que podría mantenerse por muchos años, además del hecho de que dichas reservas no se encuentran muy concentradas geográficamente, a diferencia del petróleo, en que los países del Medio Oriente concentran cerca de dos tercios de las reservas mundiales disponibles.

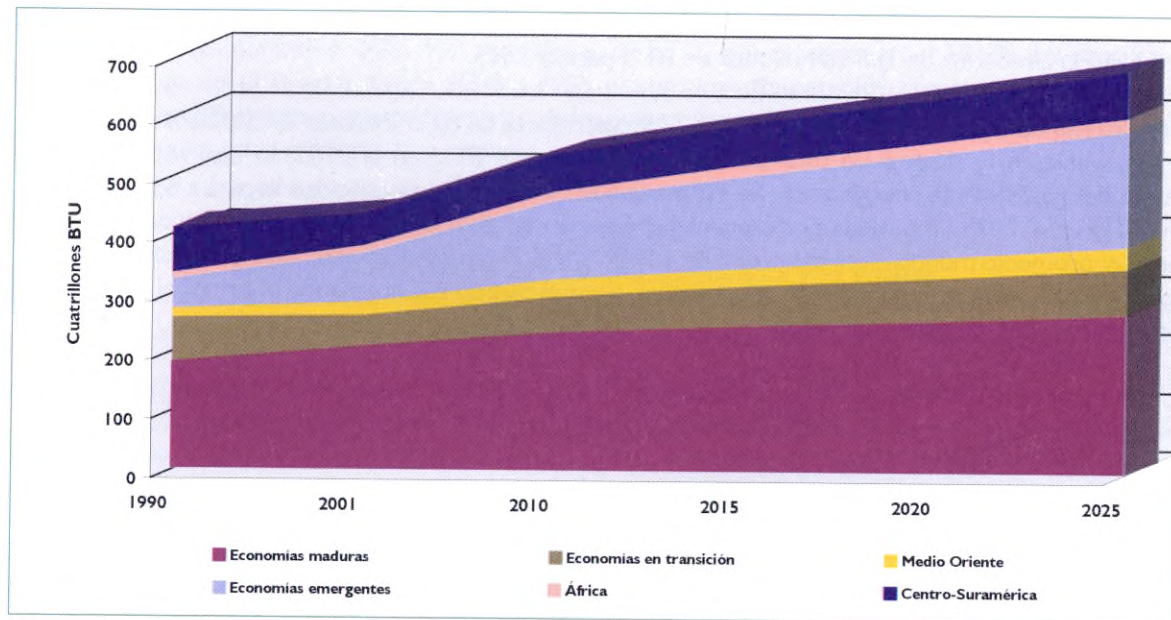
Los avances tecnológicos son otros de los factores que han permitido incrementar el consumo mundial de gas natural. La mayor importancia que ha adquirido en los últimos decenios la conservación del medio ambiente, ha favorecido el consumo del gas natural por cuanto emite menos dióxido de carbono que el

petróleo. La política de seguridad energética de los países de la OCDE que apunta a la reducción de la dependencia del petróleo importado, sobre todo del Medio Oriente, también ha contribuido a aumentar el consumo del gas para distintos usos.

1.1.3 Proyección del consumo mundial de energía

La proyección presentada por el *International Energy Outlook 2005* muestra un gran crecimiento de la demanda mundial de energía. En los próximos 20 años se espera que el consumo aumente a 645 cuatrillones de BTU, equivalentes a un 47.5%. Esto debido al desarrollo tecnológico y el crecimiento acelerado de economías emergentes, principalmente de grandes consumidores de energía como son China, India y Brasil.

Gráfica 4
PROSPECTIVA DE CONSUMO MUNDIAL POR REGIÓN



Fuente: EIA.

El desarrollo económico mundial es quizá el principal factor del crecimiento de la demanda de energía y es la base de las proyecciones de la demanda energética regional. El *International Energy Outlook* de 2005 estima que el crecimiento de la economía oscilará alrededor del 3.9% anualmente, hasta el 2025.

En las economías maduras como Estados Unidos, Canadá, el Occidente de Europa, Japón y Australia, el crecimiento del consumo energético estará determinado por las tendencias demográficas y la productividad subyacentes, donde cuenta con estabilidad política y mercados bien establecidos.

Las naciones que emergen, entre las cuales se tienen China, India y Corea, que siguen los procesos de construcción de infraestructura física, el establecimiento de los mecanismos reguladores para la administración de los mercados y el aseguramiento de la estabilidad política, serán de acuerdo con los expertos las economías de mayor crecimiento mundial, cuya tasa promedio interanual se estima en cerca del 5.5%, lo cual permitirá reducción de la pobreza en el mediano y largo plazo, lo cual a su vez suscitará altas tasas de aumento en la demanda de energía.

En el caso particular de China se espera que su desarrollo económico sea el más alto del mundo, con un índice de crecimiento anual medio de aproximadamente 6,2% hasta el 2025, y se convierta en la economía más grande del mundo. Como miembro de la Organización Mundial del Comercio, deberá efectuar reformas estructurales que transformen la economía orientada hacia el mercado, con lo cual espera mayores eficiencias. Las perspectivas de la India son igualmente positivas y se espera que su desarrollo económico se acerque a tasas del 5.5% promedio anual, lo cual significará altas tasas de consumo de energía.

Con una menor aceleración del crecimiento económico, dentro de las economías emergentes se tiene al Medio Oriente, donde son los precios del petróleo el factor más importante de crecimiento económico y por ende de los requerimientos de energía para continuar por la senda del mejoramiento de la región.

Aunque las naciones de América Central y del Sur están en las trayectorias favorables del desarrollo económico, mantienen tasas de crecimiento por debajo de potencial, fundamentadas en dificultades de orden político y dependencia del volumen de flujos de capital extranjero para el desarrollo de la región. Mientras que el consumo de energía en Asia se estima crecerá hasta el 120% del actual, el del Medio Oriente se supone lo realizará en un 76.5%, África lo hará en un 83.6% y en Centro y Suramérica se calcula estarán en las tasas más bajas con valores cercanos al 65%.

Las economías transitorias entre las que se cuenta a Rusia, antigua Unión Soviética y el Oriente Europeo, hacen frente a la problemática para moverse de los sistemas de planeación centralizada hacia los mercados privados descentralizados. Por lo tanto, en contraste con las economías de mercado maduras, hay mayor incertidumbre alrededor de los requerimientos de energía, cuyo consumo se supone crecerá 15% hasta el 2025 con respecto a la situación actual.

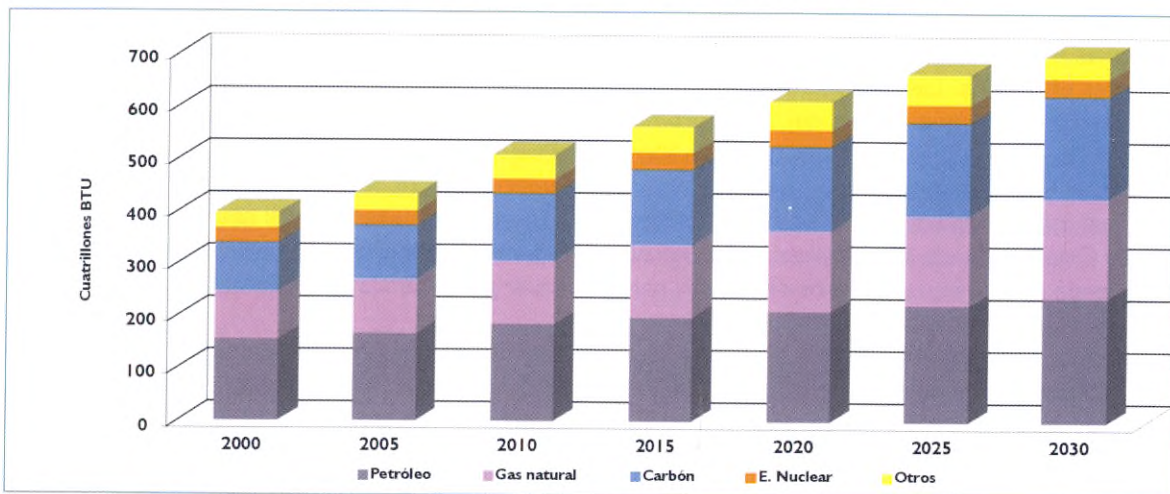
Las proyecciones de consumo por tipo de energético muestran tasas crecientes de demanda de energía primaria en todas las fuentes durante las dos próximas décadas. Se señala que el petróleo continuará siendo el combustible con mayor demanda alcanzando 243 cuatrillones de BTU en el 2025, aunque en términos relativos su participación en la canasta disminuirá cerca del 1%, es decir llegará a una participación del 38% en el consumo mundial por fuente, debido particularmente a los sus altos precios. Se estima que la producción global de crudo llegará a cerca de 120 millones de barriles en el 2025, representando un incremento de casi 50% con respecto al nivel actual. Se prevé aumento promedio de la oferta del 1.8%/año hasta el 2025 para hacer frente al alza anticipada de la demanda. Oriente Medio seguirá aumentando su producción y mantendrá una posición predominante como principal exportador; Arabia Saudita, Irán, Irak, EUA y Kuwait incrementarán su producción un 2,3% en 2020 para satisfacer la demanda mundial.

La producción de los países fuera de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) seguirá creciendo, y dentro del periodo 2006-2008 más del 50% de este aumento procederá de Rusia y Kazajstán. La oferta de Europa y Eurasia superará la oferta de Norteamérica si no se encuentran nuevas reservas en esta región. Gran parte del crecimiento de la oferta de crudo provendrá del Golfo Pérsico, donde se espera que la capacidad de producción se duplique para llegar a cerca de 40 MMBD en el año 2025.

De acuerdo con lo determinado en el caso de referencia del DOE⁸-EIA, el uso del carbón crecerá dos puntos porcentuales en la canasta energética incrementando su contribución a un total de 25% en el 2025. Las mayores tasas de aumento en el uso del carbón se proyectan para China y la India, donde además se encuentran las reservas más grandes del energético.

⁸ DOE Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Gráfica 5
PROYECCIÓN DE CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA POR FUENTE



Fuente: International Energy Outlook.

Se espera que las economías maduras reduzcan el consumo de carbón, especialmente Europa Oriental, en tanto que en las economías transitorias y emergentes se incremente su uso en un 1% y 13% respectivamente. Por mucho tiempo más, este energético seguirá siendo la segunda fuente de abastecimiento primario.

En el caso de la energía nuclear, esta tuvo un crecimiento muy importante en las décadas de los 70s y 80s, pero luego se ha frenado por preocupaciones de seguridad. El consumo de energía nuclear pasó de ser el 2% del consumo total de energía en el mundo en 1980, a 6% en el 2005. Por ahora no se prevé la construcción de nuevas plantas nucleares en Estados Unidos, aunque todas las existentes continuarán operando hasta el 2025 con algunos aumentos de capacidad. En Europa existe una polémica sobre la posibilidad de nuevas inversiones en energía nuclear. En forma conjunta, se espera un incremento del 13.2% en el consumo de energía nuclear a nivel mundial.

Se estima que el consumo de energía proveniente de fuentes hidroeléctricas y otras Fuentes Renovables crecerá a un promedio interanual de 1.85% hasta el 2025. Aunque la participación hidroeléctrica en la generación total declinará, los demás renovables triplicarán su participación total llegando a 6%. El mayor crecimiento se dará en las energías eólicas y en la biomasa, y estará concentrado en los países de la Unión Europea donde existe un fuerte apoyo gubernamental.

En lo que respecta a Gas Natural se augura que será la fuente de mayor tasa de crecimiento, con valores promedio anuales de 2.3%, alcanzando 156 TPC⁹ para el año 2025. El uso de tecnologías avanzadas viabilizará proyectos de explotación de grandes reservas de gas natural que en el pasado se consideraban poco atractivos. Diferentes tecnologías han sido desarrolladas para producción de Gas Natural Licuado (GNL) con escala mundial desde barcas flotantes, lo cual facilitará la explotación de reservas remotas de gas costa afuera.

⁹ TPC Tera Pies Cúbicos.

El gas natural se proyecta como una fuente importante para la nueva generación de la energía eléctrica dadas su eficiencia y bajo contenido de emisiones contaminantes, sobre todo haciéndola una opción más atractiva para los países interesados en la reducción de emisiones de gas efecto invernadero.

1.2 Gas natural en el mundo

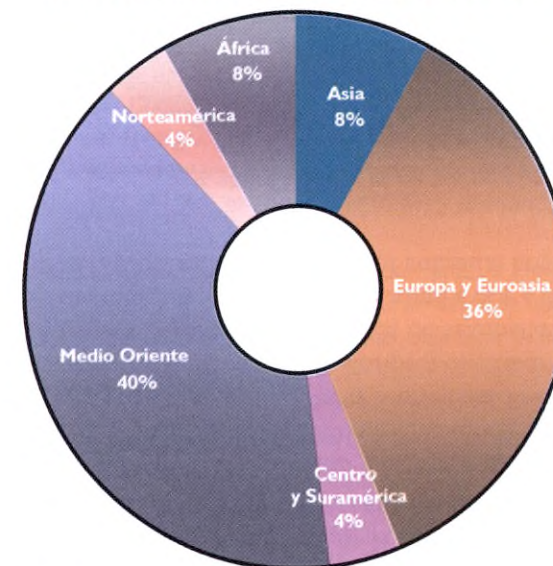
1.2.1 Reservas y producción mundial de gas natural

Desde mediados de los setenta, las reservas mundiales de gas natural han aumentado regularmente cada año. De acuerdo con los más recientes estimativos del Oil & Gas Journal, las reservas mundiales de gas natural a primero de enero del 2005 ascienden a 179.85 billones de metros cúbicos (MMm³)¹⁰.

La antigua Unión Soviética cuenta con las mayores reservas, que representan el 26.7% de la disponibilidad mundial, equivalentes a 48 billones de metros cúbicos. En orden de importancia, le siguen los países del Medio Oriente con una contribución del 40.5%, destacando la participación de países como Irán con el 15.3% del total mundial, Qatar que representa 14.3%, Arabia Saudita con 3.7% y 3.2% de Emiratos Árabes. El restante 28% se distribuye entre América del Norte (Estados Unidos y Canadá), América Latina, OCDE-Europa y Asia y Australia.

En forma conjunta el Medio Oriente y la antigua Unión Soviética son responsables del 67.3% del total, en tanto que Europa, Euroasia y el Continente Americano responden por el 16.9%. Por su parte, las reservas de los países de América Latina incluyendo a Trinidad y Tobago ascienden a 7.11 billones de metros cúbicos, lo que corresponde a un poco más del 3.9% de las reservas mundiales. La mayor parte de las reservas regionales de gas natural se encuentra en Venezuela (4.35 MMm³), seguido de Bolivia (0.5 MMm³) y Argentina (0.34 MMm³), mientras que países como Trinidad y Tabago, Colombia y Perú cuentan con reservas de 0.5 MMm³, 0.11 MMm³ y 0.25 MMm³, respectivamente.

Gráfica 6
RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL 2005



Fuente: International Energy Outlook y BP Statistical Review of World Energy, 2005.

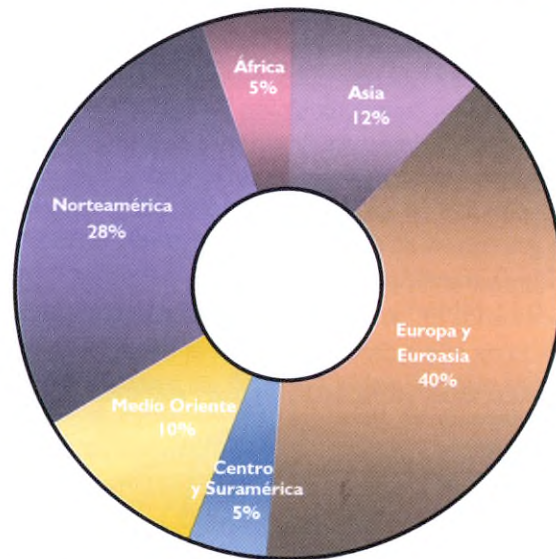
¹⁰ Unidad seguida de doce ceros.

La región con mayores tasas de incorporación de reservas en los últimos cinco años corresponde al Medio Oriente que en promedio anual ha crecido al 7.2%, seguida de África con 4.2% y Asia Pacífico que alcanzó 3.3%. En forma individual Qatar es el país que más ha incrementado sus reservas en el periodo 2000-2005 (21.6%), al igual que Bolivia (12%), China (11.6%), Siria (10.4%), y Kazakistan (10%).

La producción mundial de gas natural se concentra en la región de Euroasia con un 40% del total mundial, seguida Norteamérica con una participación del 28.3%, Asia Pacífico que contribuye con el 12%, el Medio Oriente que representa el 10% y en niveles bajos África y Centro y Sur América con 5%.

Estados Unidos y Rusia son los países de mayor producción de gas, y en el ámbito mundial son pocos los que cuentan con tradición en la producción de este energético. La distribución de la producción no sigue un patrón similar al que registran las reservas, ya que el comportamiento difiere por cuanto las reservas se concentran en Medio Oriente y Rusia, siendo Estados Unidos, Europa y Japón los mayores demandantes.

Gráfica 7
PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL 2005



Fuente: International Energy Outlook y BP Statistical Review of World Energy, 2005.

Se espera que las economías que emergen mantengan altas tasas de crecimiento de la producción, con valores promedio del orden de 4.1% a partir de 2005 a 2025. En contraste, la producción del gas natural en los países de las llamadas economías en transición, se estima aumentarán a un índice anual medio de 2.3%, y que las economías de mercado maduras aumenten en promedio de 0.6% en el mismo periodo. La disparidad entre el aumento proyectado y el consumo de las economías de maduras, hará que éstas mantengan una dependencia creciente para atender sus necesidades de aquellos países que conforman tanto las economías de mercado en transición, como de las emergentes.

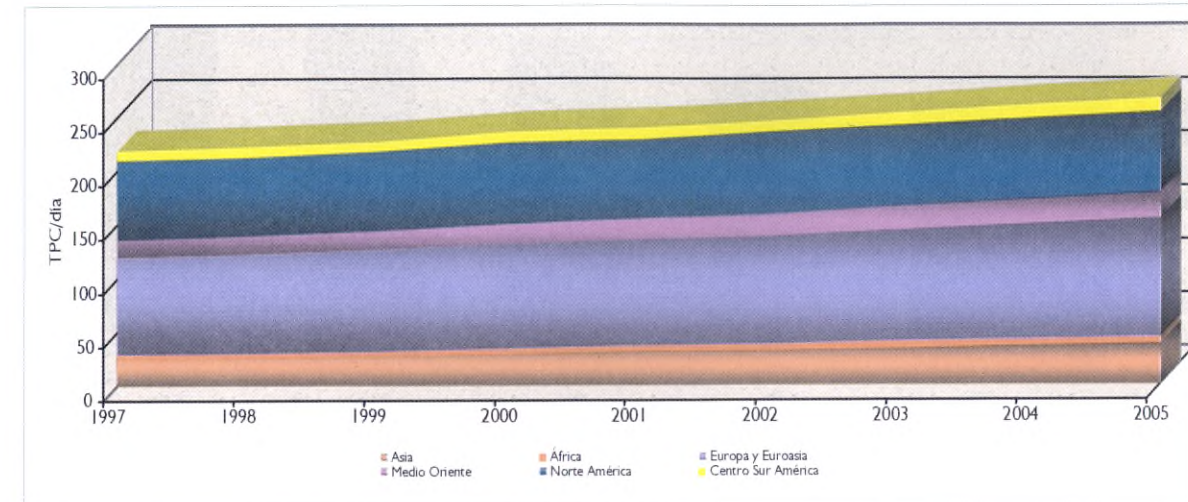
1.2.2 Consumo mundial

El consumo mundial de gas natural ha venido incrementándose en una proporción mayor a las tasa de consumo de energía en lo que hace referencia a las fuentes primarias. Su uso se ha intensificado en todas

las regiones del mundo, por la diversidad de usos tanto finales como intermedios y una menor emisión de contaminantes que otros combustibles fósiles.

La década del noventa correspondió a un período de importante crecimiento en la industria del gas natural, favorecido por la reorientación de las políticas energéticas de algunos países, así como la presencia de la industria de la generación eléctrica con base en turbinas de gas.

Gráfica 8
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL



Fuente: International Energy Outlook y BP Statistical Review of World Energy, 2005.

De acuerdo con la información presentada, las mayores tasas de crecimiento se han presentado en las regiones de Asia y Centro y Suramérica, aunque en términos absolutos los volúmenes de consumo son inferiores a las regiones de Euroasia y Norte América. África es la región de menores tasas de crecimiento y más bajos volúmenes de consumo.

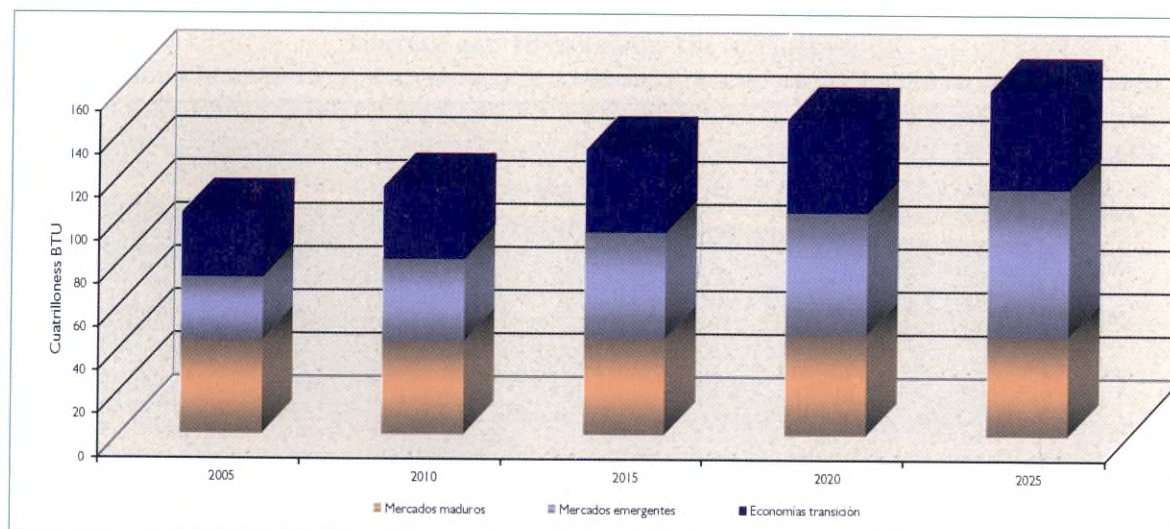
Norteamérica ha venido registrando tasas de crecimiento negativas, aunque corresponde a la segunda región en consumo. Igualmente, es el área geográfica que presenta la mayor desigualdad entre las reservas disponibles (4%), producción (28%) y demanda (29%). Situación contraria ocurre con Medio Oriente, cuya reservas disponibles representan (41%), producción (10%) y demanda (3%).

Durante el 2005, el consumo de gas natural en el mercado de Estados Unidos, el mayor del mundo, se reducía en un 1.1%, el de Medio Oriente crecía al 6.8%, y Suramérica lo hacía al 4.4%. El aumento total de mercado mundial superó 3.3% durante el 2005, tasa más baja que la lograda en el 2004 cuando se registró el 4.8%. Las ventas de GNL se incrementaron con especial rapidez durante 2003 en más de un 12%, por su parte las importaciones en Estados Unidos aumentaron más del doble y las ventas a los principales mercados mundiales de GNL, Japón y Corea del Sur, crecieron en más de un 9%.

Conforme con las estimaciones de largo plazo realizadas por ExxonMobil, el gas natural tendrá en promedio un índice de crecimiento mundial de 2.3% por año, donde la demanda norteamericana se incrementará lentamente con medio punto porcentual. En Europa se espera que la demanda del gas crezca en 1,5% anual, conducido particularmente por aumentos en la generación de electricidad. El crecimiento de la demanda del gas natural de Asia Pacífico es más alto que el de Norteamérica y de Europa, y se estima crecerá 3,6% por año.

Los mercados maduros disminuirán paulatinamente su participación en la canasta de gas, tal y como se aprecia en la gráfica 9. Entretanto las economías emergentes se posicionarán llegando a ser los mayores consumidores de gas natural y se estima que su cuota representará cerca del 42.3% de gas consumido mundialmente, mientras los países desarrollados tendrán una participación relativa del 28.4% en el 2025.

Gráfica 9
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL



Fuente: *International Energy Outlook*.

Las economías en transición incrementarán en forma importante las necesidades de gas, particularmente en la Unión Soviética, cuyas tasas de incremento medio hasta el 2025 se acercan al 9.2%, en tanto que el Oriente Europeo, si bien presenta tasas superiores al 12%, en términos absolutos los volúmenes son bajos.

Es de destacar que en el 2010 se presentan las tasas más altas de crecimiento en las demandas de gas natural, de las cuales son responsables países como China, India, Corea del Sur, la Unión Soviética y en menor escala algunos países del Medio Oriente y el Occidente de Europa. Lo anterior debido principalmente a los altos precios del petróleo del mundo, que presionan en uso del gas natural a expensas de los derivados en el sector industrial. En los sectores residenciales, comerciales y del transporte, la penetración del gas se proyecta a tasas bajas y en forma combinada estos tres sectores explican menos del 10% del consumo.

A medida que la demanda crece, las importaciones del gas natural llegarán a ser cada vez más importantes para Norteamérica, Europa y Asia Pacífico. Las importaciones interurbanas del GNL serán en Norteamérica del orden del 25% de la demanda. La producción de Europa también declina en el periodo y las importaciones aumentarán aproximadamente a un 85% de sus necesidades. Asia Pacífico igualmente llegará a niveles de 50% de importaciones y el GNL será la mejor forma de suplir este energético.

1.2.3 Nuevas tecnologías

Gracias al nivel de precios del crudo en los últimos 3 años, reservas de gas que anteriormente no eran económicamente viables, como las de gas asociado y las reservas que se encuentran lejos de los mercados, pueden ser exploradas. Dos esquemas distintos para la monetización de grandes reservas de gas serán ampliamente utilizados en los próximos años. La Tecnología de Licuefacción de Gas (LNG) por sus

iniciales en inglés, ha logrado reducir los costos de capital a US\$25-US\$30 por barril de capacidad, además, como las LNG son compatibles con las tecnologías existentes, se convierten en la mejor alternativa para reducir emisiones.

Los proyectos para producir gas natural licuado y otros combustibles a partir de las tecnologías de licuefacción, indican que cerca de 165 Millones de toneladas de capacidad de plantas de GNL entrarán en operación en los próximos cinco años. Estas están ubicadas en el continente Asiático y el norte de África debido al ambiente favorable en términos de políticas de inversión extranjera y las mayores necesidades de gas, así como de reservas. Las nuevas tecnologías gozan de sofisticados sistemas de seguridad, garantía para la manipulación del combustible tanto en tierra como costa afuera, ya que deben recorrer grandes distancias entre los centros de producción y los de consumo.

Otro de los desarrollos que ha despertado gran interés en el ámbito mundial es la tecnología GLT o producción de combustibles líquidos como el ACPM a partir del gas natural, aunque esta ha estado disponible por más de setenta años. Este tema se viene debatiendo ampliamente en años recientes debido a su potencial para desplazar el petróleo importado y la producción de combustibles, especialmente de ACPM, cuya demanda mundial ha crecido rápidamente.

Una de las mayores bondades de estos combustibles son sus bajas concentraciones de azufre y altas propiedades fisicoquímicas y por consiguiente la reducción de emisiones cuando son usados al compararse con los combustibles tradicionales. En la actualidad son pocas las plantas en funcionamiento y más de doce los estudios de factibilidad, en los cinco continentes.

1.3 El Gas Natural en América Latina

Latinoamérica, y algunos países del Caribe, han emergido en años recientes como uno de los mercados del gas natural más dinámicos y de rápido crecimiento del mundo. La demanda local de gas natural aumenta a un ritmo de cifras que alcanzan los dos dígitos en muchos países, a medida que éstos siguen promoviendo el uso del gas y abandonando el petróleo y la fuerza hidráulica para generar electricidad.

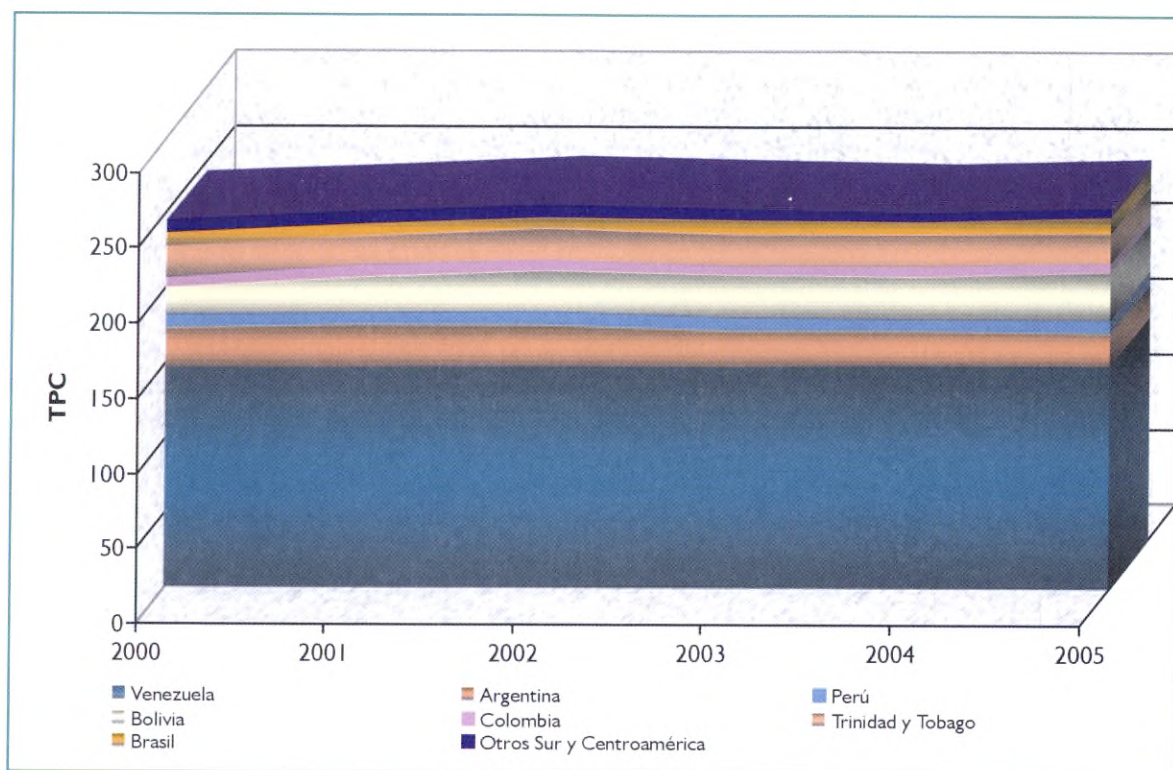
1.3.1 Reservas de Gas Natural en América Latina

Las consecuencias ambientales y las señales de escasez de recursos como el petróleo vienen incentivando la exploración de sustitutos energéticos que han atraído grandes inversiones en exploración y producción de gas, gasoductos, procesamiento, instalaciones de gas natural licuado (GNL) y generación eléctrica con gas.

Entre los países del Cono Sur está emergiendo un mercado integrado del gas, con abundante tendido de tuberías transfronterizas conectadas a usuarios de los sectores eléctrico e industrial. Las propuestas para crear instalaciones de importación e importación de GNL ocurren con creciente frecuencia. En un tiempo relativamente breve, Trinidad y Tobago se ha convertido en el "pequeño gigante" del hemisferio occidental, que ahora suministra gran parte del mercado estadounidense de GNL.

Así las cosas, en los últimos años se ha presentado un aumento global significativo de las reservas probadas de gas natural. Venezuela, Bolivia y Argentina concentran más de 79.6% del total de las reservas, destacándose Venezuela con el 58.7% del total de la región. Países como Brasil, Trinidad y Tobago, Colombia y Perú han incrementado su disponibilidad pero aún mantienen niveles bajos, y en conjunto suman el 18%. Los demás representan el 2%, anotándose que muchos no cuentan con reservas de gas que les permita incluir dentro de sus recursos primarios este energético.

Gráfica 10
EVOLUCIÓN DE RESERVAS DE GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2005 y OLADE.

En forma global, las reservas se han incrementado en promedio anual cerca del 1% en los últimos cinco años. Con altas tasas de crecimiento, sobresalen Bolivia y Brasil que registraron aumentos de 12% y 7.9% respectivamente, en el mismo periodo, balanceando regionalmente la disminución de reservas, mientras los demás países, salvo Venezuela, disminuyeron la disponibilidad del recurso.

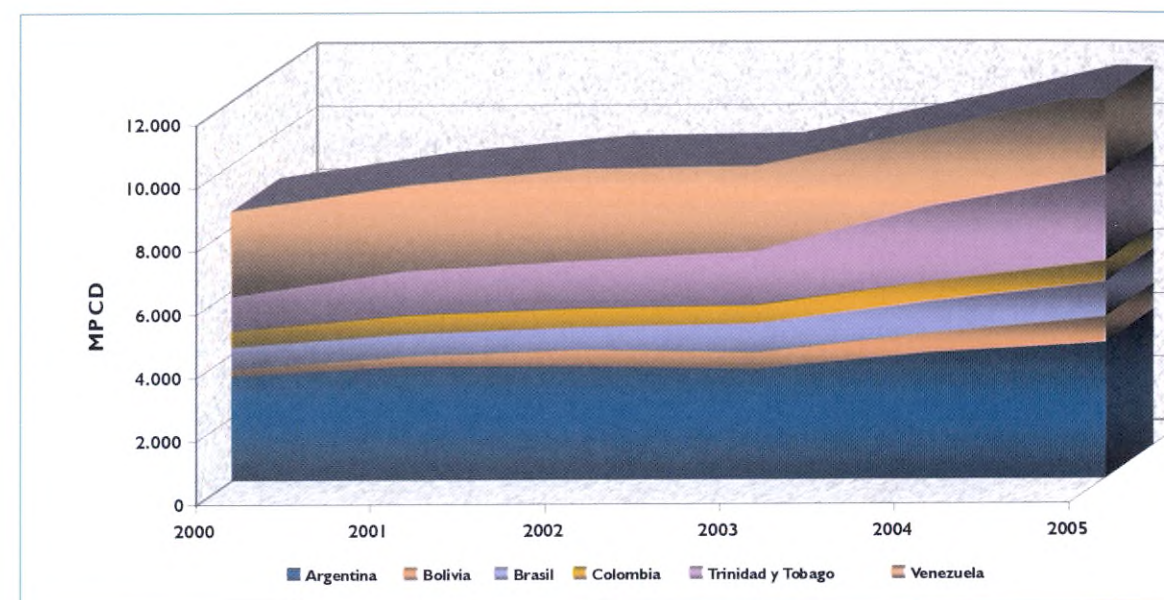
1.3.2 Producción y consumo en América Latina

En lo que hace referencia a la producción, son pocos los países en la región que tienen tradición productora, notándose que en la mayoría de los casos, está relacionada con la producción de petróleo. Aunque la industria del gas natural en Latinoamérica todavía está en desarrollo, las ampliaciones de la exploración y de la infraestructura en varios países han rendido resultados prometedores.

Los mercados del gas natural en la región constituyeron en 2005 el 4.4% del consumo de este energético en el mundo. Actualmente la producción del gas natural en Latinoamérica es suficiente para cubrir la demanda; el excedente que producen países como Venezuela y Trinidad y Tobago se exporta principalmente a Estados Unidos.

La distribución de la producción de gas natural no sigue un patrón similar al que registran las reservas disponibles, ya que Argentina, que dispone del 8.4% de las reservas contribuye con el 34.5% de la producción de la región. En su orden se encuentran Venezuela y Trinidad y Tobago que participan en la misma proporción con el 21%, seguidos de Brasil y Colombia con el 8.8% y 5.2% respectivamente.

Gráfica 11
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2005 y OLADE.

El comportamiento de la producción experimentó un mayor dinamismo que el de las reservas. Como se indicó anteriormente, estas crecieron el 1% promedio anual en los últimos 5 años, mientras que la producción lo hizo a una tasa del 7.5%, destacándose Bolivia y Trinidad y Tobago que lo hicieron al 34% y 20%, teniendo en cuenta que son exportadores del energético, vía gasoducto el primero y como GNL el proveniente de Trinidad.

La producción total de la región pasó de 8,700 MPCD¹¹ en el 2000 a 12,500 MPCD en el 2005, y se estima que siga creciendo no sólo por la demanda interna de los países, sino por el desarrollo de transacciones internacionales entre los mismos.

El consumo de gas natural en la región se ha incrementado progresivamente, no obstante el consumo per cápita de la región es bajo (10 MPC¹² habitante/año), comparado con Estados Unidos (83 MPC habitante/año) y Europa (51 MPC habitante/año).

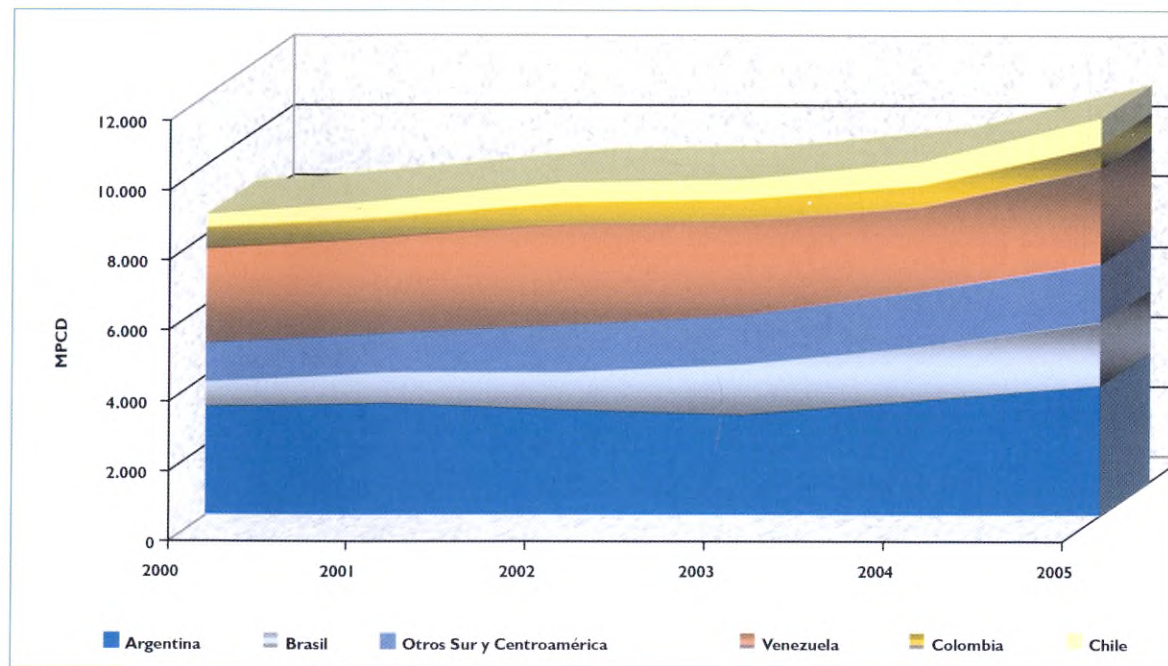
El gas natural ha incrementado de forma importante su participación en la matriz energética de Sur América en la última década, pasando de un 14% en 1994 a 19% en 2005. Sin embargo el crecimiento ha sido dispar, siendo Brasil y Chile los países con mayor crecimiento en la demanda en los últimos 10 años.

Se atribuye el mayor crecimiento en todos los niveles de la cadena de gas a los altos precios del petróleo a nivel internacional, lo que ha hecho viable económicamente a otros combustibles que anteriormente no hubieran podido ser competitivos.

¹¹ MPCD Millones de Pies Cúbicos Día.

¹² MPC Millones de Pies Cúbicos.

Gráfica 12
COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2005, OLADE y DOE EIA.

Los mayores consumos corresponden a Argentina responsable del 33%, y Venezuela del 24%, seguidos del Brasil.

En el caso argentino, el consumo es destinado en su mayoría a los sectores industrial y de generación, que sumados representan el 63% del gas natural total utilizado en ese país. A diferencia de otros países latinoamericanos, el gas natural ha penetrado más allá de usos industriales, comerciales y residenciales. Un ejemplo significativo es que 11% del transporte es aprovisionado por gas natural comprimido, constituyendo el 8.5% del uso del gas natural de Argentina. El incremento significativo en el sector transporte se debe en buena medida a la liberación de los precios de los derivados de petróleo en un contexto internacional con precios tan altos.

El consumo de gas natural en Venezuela se concentra en la industria petrolera que consume cerca del 70% del gas producido. De este volumen un 47% se destina a la recuperación de crudo, un 24% se utiliza en la producción de combustible, quedando un 9% para la transformación de Líquidos del Gas Natural (LGN) y el resto se distribuye en las demás actividades de la industria petrolera que utilizan al gas como insumo. Con respecto al mercado en los demás sectores, la distribución también se encuentra altamente condensada en los sectores eléctrico, petroquímico y siderúrgico, con una participación de 33%, 23% y 20%. La falta de un sistema adecuado de transporte y distribución no permite que Venezuela explote el potencial de sus recursos gasíferos y modifique su patrón de consumo.

Brasil también es un importante consumidor de gas, que importa de Bolivia y Argentina. El crecimiento del consumo ha sido considerable y hoy representa el 6% de la canasta energética. Los sectores energético e industrial son los mayores demandantes de gas natural y representan cerca del 79% del total. Otro de los sectores con crecimientos importantes en los últimos cinco años es el del transporte, alcanzando alrededor del 12% de la demanda de gas, mientras que el sector residencial aún tiene una participación incipiente, de tan sólo el 1.6%.

Chile y Colombia, además de los países ya mencionados, cuentan con una industria de gas que ha tenido importantes desarrollo internos por el aumento manifiesto en la matriz de consumo de las energías primarias.

No obstante la crisis presentada en Chile durante el 2004 por la interrupción de las exportaciones desde Argentina, el gas natural participa en la canasta energética con valores cercanos al 8% del total y evoluciona favorablemente. Los sectores industrial y residencial representan el 92% y el restante 8% corresponde al consumo en transporte y comercial. Con los proyectos de integración energética, se espera un abastecimiento regular de este energético y así sustituir otros más costosos. Igualmente a raíz de la crisis de suministro desde Argentina, Chile ha explorado la posibilidad de crear un terminal de GNL que podría ser suplido por Indonesia, Australia o Perú.

En Latinoamérica, como consecuencia del reducido intercambio de gas natural en relación con el gas producido, no existe un verdadero mercado regional, sino más bien mercados nacionales que poseen diferentes niveles de organización, de madurez y de estructuras del mercado. No obstante adquiere cada vez más importancia en la canasta energética de la región y se estima que en pocos años el gas natural se convierta en un bien tranzable que genere un verdadero mercado global.

Estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos consideran que el gas natural será la fuente primaria de energía con mayores tasas de crecimiento en Latinoamérica, con valores que superan el 3,3% por año, a partir del 2005 hasta 2025. Las perspectivas para el futuro inmediato de los mercados del gas en Latinoamérica y el Caribe siguen siendo la generación de electricidad, la expansión del consumo industrial y el desarrollo de exportaciones de GNL.

El rápido aumento de los precios del petróleo sólo subraya la urgencia con que los países muy dependientes de la importación de petróleo, como Chile, están considerando la sustitución por gas en su sector industrial. Por otro lado, países exportadores de petróleo como Ecuador y Colombia –y no digamos Venezuela– están tratando de usar gas en sus sectores industriales para exportar más petróleo.

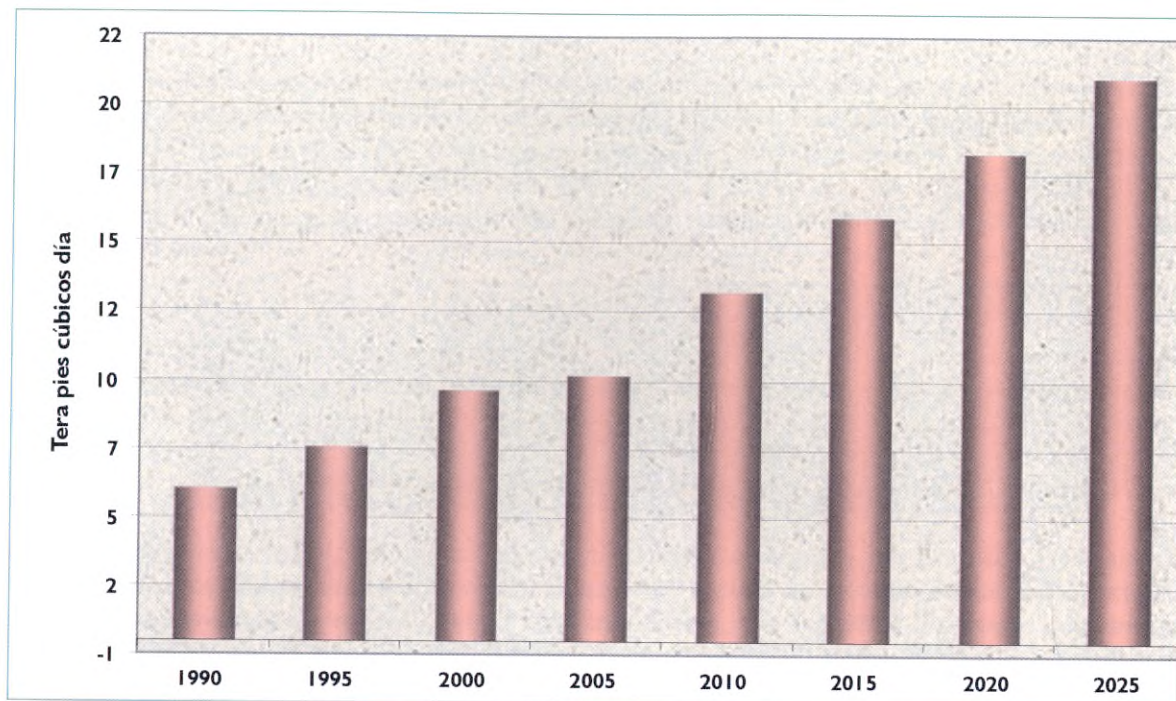
Todos los países de la región están considerando el uso de gas por razones ecológicas, puesto que produce menos contaminantes atmosféricos que el petróleo y porque no causa grandes desplazamientos de ecosistemas como los recursos hidráulicos. En suma, Latinoamérica y el Caribe seguirán ofreciendo un significativo potencial de crecimiento en el sector del gas. La gráfica 13 presenta un compendio de los requerimientos de este energético hasta el 2025.

Lograrlo dependerá en gran parte de si los nuevos gobiernos pueden atraer capital privado a los proyectos de gas. Está comprobado que ni los gobiernos ni las compañías estatales de la región pueden financiar sus planes por sí mismos. Estos tienen que buscar asociaciones con el sector privado para que los proyectos de gas del mañana se realicen. Depende de ellos que instituyan normas y reglamentos transparentes y coherentes para el sector del gas –en especial en cuanto a su aplicación en proyectos industriales y eléctricos– que sigan atrayendo inversionistas privados. También será esencial que desarrollen mecanismos de precios, regalías e impuestos que permitan buenos ingresos sobre la inversión.

Según estas estimaciones, el consumo de la región se incrementará un 110% al pasar de 9.7 TPCD¹³ en 2005 a 20.6 TPCD en el 2025, y los sectores que crecerán en forma importante serán el industrial y la generación de electricidad, siendo Argentina, Brasil, Colombia y Perú los países de mayores tasas de crecimiento en consumo, en tanto que Venezuela y Bolivia son los países de la región con los excedentes más significativos de reservas de gas natural.

¹³ TPCD Tera Piedras Cúbicas Día.

Gráfica 13
DEMANDA DE GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2005, OLADE y DOE EIA.

1.3.2.1 Integración energética de gas natural

En Latinoamérica existe un alto potencial para la integración de los mercados de gas natural. “Las experiencias vividas en otras regiones del mundo, demuestran que la integración energética regional es un proceso difícil, de intereses contrapuestos, donde es necesario encontrar el punto de equilibrio entre la protección y defensa de las soberanías económicas nacionales y las ventajas que supone la integración de los mercados”, según lo manifestado por CIER¹⁴.

Por esta razón es necesario definir el enfoque que se está dando a la problemática que surge del proceso de integración, si se trata de complementariedad de recursos o de interconexión energéticas. En cualquiera de estos enfoques siempre será necesario entre otras, un planeamiento conjunto construyendo progresivamente un marco institucional y normativo que oriente las interconexiones energéticas.

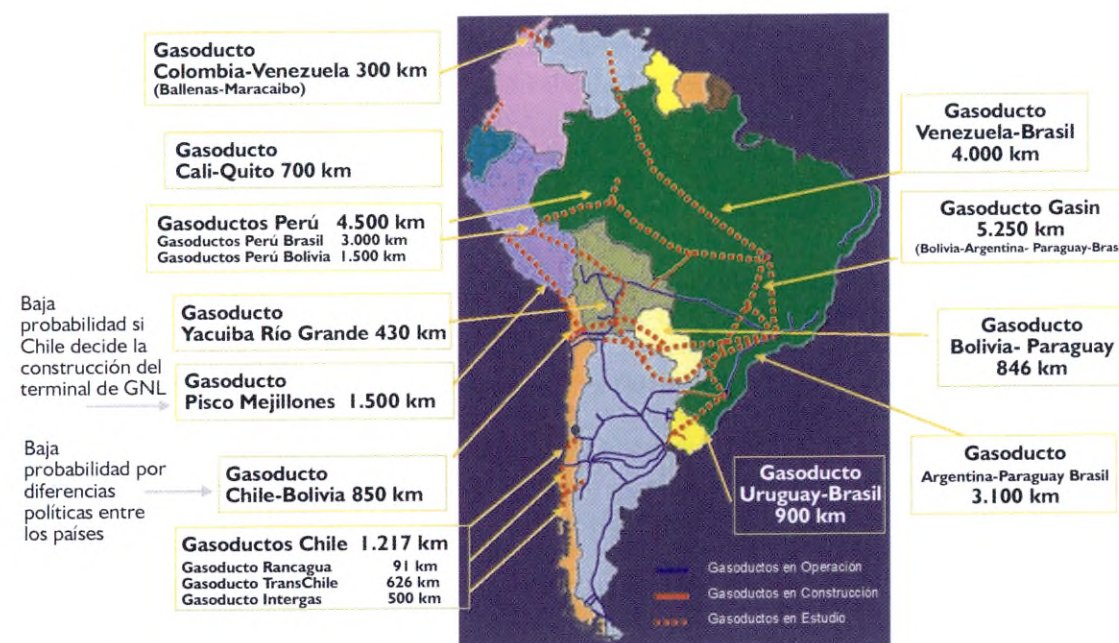
Existen distintas iniciativas de integración energética regional que apuntan hacia una visión de consolidación de corredores energéticos. Se espera que estos desarrollos permitan la creación de la cultura de gas en todos los países de la región. Como parte de las distintas iniciativas de integración en Suramérica, se han planteado o están en estudio una serie de proyectos potenciales que apuntan hacia una mayor integración de los mercados de gas.

En la actualidad se realizan estudios para 12 proyectos de interconexión en el continente Suramericano.

¹⁴ Comisión de Integración Energética Regional.

Dentro de las iniciativas de integración en materia de gas natural se tiene: el anillo energético del cono sur, propuesta de Perú, Chile, Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil cuyos gobiernos acordaron en junio de 2005 poner en marcha un proceso para la integración del mercado del gas natural en Suramérica y el desarrollo de la red de gasoductos del Sur. Para tal fin se constituyó un grupo de trabajo con la participación de los países mencionados y a cuyas reuniones asiste una representación de Bolivia en calidad de observador.

Gráfica 14
PROYECTOS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA



Fuente: Estudio de Abastecimiento Energético UPME-ANH.

El anillo busca reducir la dependencia de algunos países, principalmente Brasil, de la producción de gas natural boliviano, la cual se ha tornado poco confiable en años recientes debido a la controversia actual entre las empresas petroleras y el gobierno de Bolivia por la implementación de la nueva ley de hidrocarburos en ese país. Como parte de esta iniciativa se ha iniciado recientemente un estudio para evaluar los proyectos prioritarios de nuevos gasoductos que permitirían una mayor integración energética en esta región.

Existe otra iniciativa de un mega proyecto que partiría de Puerto Ordaz, en Venezuela, y que a lo largo de 8.000 kilómetros, con capacidad de 5,000 MPCD, distribuirá gas por el territorio brasileño hasta llegar a la Argentina, con un costo estimado de 20.000 millones de dólares. Actualmente las autoridades de Venezuela, Brasil y Argentina estudian las estrategias para su construcción. Este proyecto también tiene previsto que, en el caso de la incorporación de Bolivia, el gasoducto se extienda desde Resistencia hasta Campo Durán, en Salta, pasando por Formosa, lo que completaría un anillo gasífero regional.

El Gasoducto Suramericano, como lo han denominado, contribuiría a una mayor integración energética en la región, pero será difícil demostrar su factibilidad, por competencia de energéticos alternativos como el gas de Bolivia, o GNL importado, además de los riesgos ambientales en el cruce del Amazonas y el Pantanal de Mato Grosso, la obtención de derechos de paso (permisos estatales en Brasil) y los desarrollos de gas costa afuera en Brasil. Actualmente, existe infraestructura de transporte importante para el intercambio internacional de gas en la región, la cual se concentra en el Cono Sur, tal como se presenta en la tabla I.

Tabla 1
PRINCIPALES GASODUCTOS INTERNACIONALES

INTERCONEXIÓN	GASODUCTO	CAPACIDAD MPCD
Argentina – Chile	Gas Atacama (zona Norte)	300
Argentina – Chile	Norandino (zona Norte)	251
Argentina – Chile	Gas Andes (zona Central)	318
Argentina – Chile	Gas Pacífico (zona Central)	343
Bolivia – Argentina	Pocitos – Campo Durán	265
Bolivia – Brasil	Río Grande – Mutún	1,074

Fuente: BID, Análisis Arthur D. Little.

Los flujos internacionales de gas han crecido en años recientes, pero todavía representan menos del 20% de la demanda regional, llegando todo el sistema a intercambios promedio de 1,520 MPCD, de los cual se evidencia alta subutilización de los sistemas.

1.3.2.2 Opciones de monetización de reservas

Para asegurar la entrada de los países de la región a los mercados regionales y globales de gas, se deberán estudiar las distintas opciones que la tecnología permite, como son: gas natural licuado (GNL), gas natural comprimido (GNC), Gas to Liquid (GTL) y el gasoducto.

El GNL permite almacenar el gas de manera líquida para transportarlo a grandes distancias entre los centros de producción y los mercados. Esta tecnología tiene un desarrollo incipiente en nuestro continente. Desde el punto de vista técnico se han dado avances importantes y significativos en la reducción de los costos de inversión, en procesamiento y transporte, ayudando así a fomentar la competitividad de esta tecnología.

Son varios proyectos para la exportación de GNL en Latinoamérica. Venezuela está considerando exportar el gas natural como LNG¹⁵. PDVSA, Dutch/Shell Real y Mitsubishi firmaron un acuerdo preliminar para el realizar un estudio de viabilidad para una planta del LNG que procesaría el gas natural de la península de Paria. Trinidad y Tobago y Venezuela firmaron un memorando de entendimiento con respecto a la utilización de los recursos naturales en su frontera compartida; el acuerdo es el primero de su clase en el hemisferio occidental. Teniendo en cuenta que las reservas venezolanas son más grandes que las reservas de Trinidad y que este último dispone de infraestructura suficiente, proporcionará los medios para transportar las reservas de gas natural venezolanas.

Bolivia está considerando exportar GNL transportado por gasoductos a la costa a través de Perú o de Chile. Aunque la construcción de la tubería a través de Chile tiene sentido desde el punto de vista económico, dificultades de orden político que se remontan al siglo pasado no han permitido concretar el proyecto.

Hay también otro proyecto en Perú que exportaría el gas del campo de Camisea a los mercados grandes de los Estados Unidos y de las costas del oeste mexicano. Un acuerdo de exportación se ha alcanzado y se está construyendo el terminal peruano de la licuefacción. Sin embargo dificultades de orden ambiental han impedido mayores adelantos.

¹⁵ LNG Gas Natural Licuado.

En el caso de GNC mediante transporte marítimo es una alternativa que está emergiendo como opción competitiva para el desarrollo de reservas aisladas de gas. El proceso es sencillo y es especial para mercados de tamaños moderados y distribuidos. Los avances de la tecnología en esta materia, han hecho que existan diseños con amplias posibilidades de operación comercial. La competitividad económica y comercial del GNC y el GNL es una función directa de la distancia de las reservas al mercado objetivo, por lo que el GNC es una provechosa solución para mercados locales y regionales. Esta tecnología se está analizando y a primera vista es la mejor opción para transportar el gas desde la Guajira hasta Colón en Panamá.

La tecnología GTL monetiza reservas de gas natural en lo mercados globales de energía y químicos a través de la producción de combustibles líquidos y otros derivados del gas. Son amplios sus beneficios frente a los altos precios del petróleo y sus derivados, además de obtenerse combustibles de muy buena calidad y productos de mayor valor agregado. Su viabilidad depende de los costos de construcción y las economías de escala. Estudios realizados por Society of Petroleum (SPE), señalan que esta tecnología es competitiva en términos de inversión y costos frente a la producción de GNL.

En lo que concierne al desarrollo de proyectos de GTL en América Latina, se avanza en dos estudios uno en Cusiana y el otro en Tarija en Bolivia. La última opción es la construcción de gasoductos. Esta opción es relativamente sencilla de realizar y operar una vez superados los obstáculos de terreno. Requiere de mercados estables y contratos de largo plazo y es una buena opción cuando existe dificultad para instalar terminales de regasificación. Esta opción ha sido la más evaluada a nivel latinoamericano. La siguiente tabla presenta la diferencia en cuanto a sus parámetros operacionales y necesidades de inversión.

Tabla 2
OPCIONES PARA MONETIZACIÓN DE RESERVAS DE GAS NATURAL

VARIABLES	GASODUCTO	GNL	GNC	GTL
Tamaño de reservas adecuado	5-8 TCP	5-8TCP	1-5 TCP	>5TCP
Pérdidas/Consumo (% de alimentación)	> 6%	14-30%	5-8%	30-40%
Distancia mercado de exportación	< 2,000 km	> 4,000 km	< 4,000 km	N/A
Capacidad	1 BPCD	Trenes 770-1,000 MPCDS	500-1,000 KPCDS	En operación 34 KPD
Inversión	1.06-1.25 MUS\$/km	Total > 2,500 MUS\$	Total > 2,500 MUS\$	25-30 MUS\$/BPD

Fuente: Opciones de Monetización de Reservas de Gas ANH.



CAPÍTULO 2
ENTORNO NACIONAL

2 ENTORNO NACIONAL

Este capítulo muestra el comportamiento histórico de la economía colombiana a través de los principales indicadores (PIB, inflación, desempleo, exportaciones e importaciones, devaluación y reservas internacionales) y el papel del gas natural dentro de la matriz energética del país.

Se consideran aspectos relacionados con el “*upstream*” (exploración, producción y suministro), tales como las modificaciones de la legislación, el estado de las reservas y cómo se ha desarrollado la producción y el suministro del gas natural.

Del “*downstream*” (transporte y demanda) se analiza la demanda de gas en el país lo mismo que la infraestructura de transporte, la cobertura de distribución con revisión particular de las Áreas Exclusivas y la evolución de las instalaciones domiciliarias y el uso del gas natural como combustible automotor.

2.1 Economía y energía

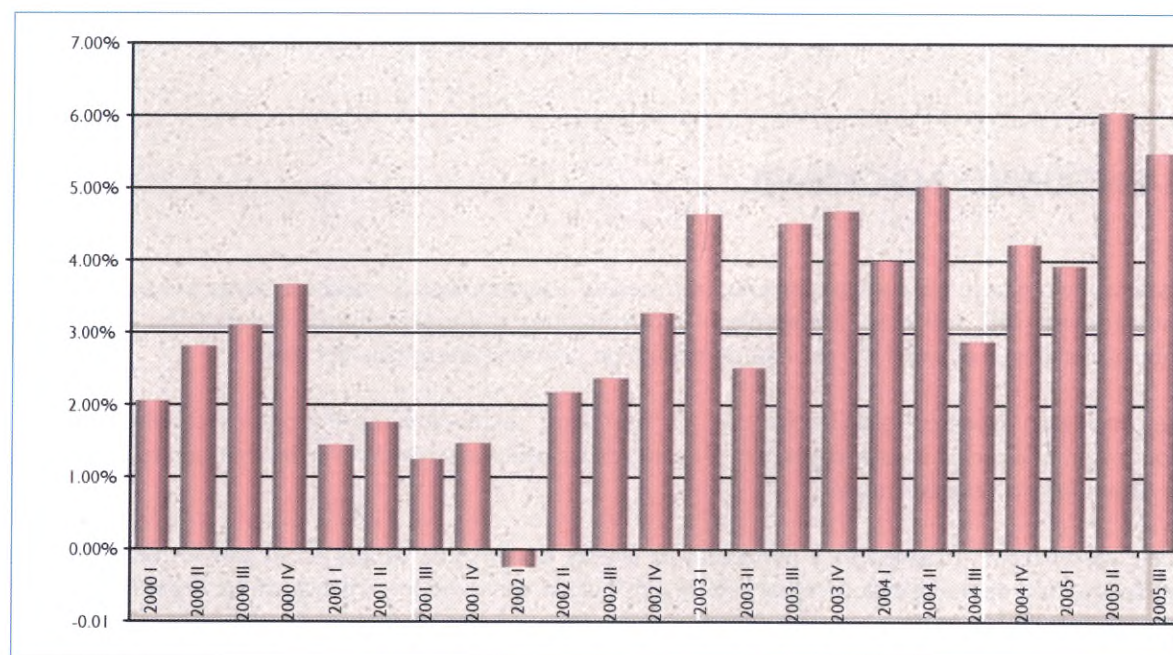
La economía colombiana presentó al finalizar el 2005 un balance macroeconómico inmejorable, retomando su trayecto histórico de crecimiento económico. La tasa de crecimiento se ubicó por encima del 5% en comparación con el 4.1% de 2004. Esta expansión fue liderada por el consumo, las exportaciones y la inversión, en condiciones de amplia liquidez y bajas tasas de interés. Adicionalmente se cumplió la meta de inflación, los recaudos tributarios excedieron las metas del gobierno y la tasa de cambio se mantuvo alrededor de los \$2,250, señalando una significativa revaluación del peso frente al dólar americano, de acuerdo con lo indicado el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

El PIB ha presentado un comportamiento estable con tendencia al incremento, sin cambios abruptos en el periodo 2003-2005. El crecimiento en 2004 fue mayor a la meta inicial de 3.6% y similar al conseguido en 2003 (4%) Este resultado positivo muestra que la dinámica de crecimiento de la economía es sostenible en el largo plazo. Las exportaciones aceleraron su ritmo de expansión durante el 2005 y gracias a los altos precios internacionales del grupo de tradicionales, el crecimiento supera el 42%.

En 2005 el déficit en la cuenta corriente alcanzó cerca del 1.0% del PIB, similar a lo registrado en el 2004, mientras que la cuenta de capitales y financiera cerró el año con un superávit del orden de los 1,500 millones de dólares (1.2% del PIB). Se estima que estas cifras servirán para financiar el déficit de la cuenta corriente de 1,200 millones dólares y para un aumento de 421 millones de dólares de las reservas internacionales.

Los indicadores anteriores describen un panorama económico progresivamente favorable que es consecuente con la recuperación de la confianza industrial y comercial y una mejora de las condiciones para la inversión, aunque según las encuestas realizadas a los empresarios, éstos mantienen cautela frente a nuevos proyectos como la ampliación de plantas de producción o la exploración de nuevos negocios.

Gráfica 15
EVOLUCIÓN TRIMESTRAL DEL PIB



Fuente: DANE.

En 2005 se registró el nivel de *spreads*¹⁶ más bajo desde 1995, lo cual es indicativo de un menor nivel de riesgo y una mayor confianza por parte de los inversionistas extranjeros. Cabe resaltar que Colombia ya alcanzó el nivel de Perú, y es el tercero de América Latina. En conjunto, mejores expectativas de los empresarios, bajos niveles de spread, mayor liquidez y bajas tasas de interés, unidos al descenso sostenido de la inflación, han permitido generar un nivel de inversión privada de 14.9% del PIB, el nivel más alto desde 1997, según lo manifestado por el DNP.

A este excelente resultado de la economía, ha contribuido la sostenibilidad de las finanzas públicas y la disminución en la deuda. En 2005, el Sector Público Consolidado registró un balance fiscal en equilibrio, nivel que no se alcanzaba desde 1994. Para esto fue importante el ajuste del Gobierno Nacional Central en 1.2 puntos y el incremento de 58% del recaudo tributario, pasando de \$27 billones a \$42.7 billones. Por su parte, la deuda neta del Sector Público no Financiero se ha reducido 11.2 puntos porcentuales desde 2002. Deben destacarse además los avances en saneamiento fiscal de los gobiernos locales como parte de la consolidación de un Estado descentralizado.

Todo lo anterior indica que el 2005 pasará a la historia como un año notable en términos de la política macroeconómica por el repunte del PIB y la caída en la tasa de inflación. La política monetaria interna no

¹⁶ SPREAD: término financiero relacionado con el margen adicional de interés que se cobra sobre un título de referencia.

restrictiva, que cumple simultáneamente con el objetivo de conservar el poder adquisitivo de los colombianos y mantener bajas las tasas de interés, fue otro factor determinante para estimular el buen desempeño. De igual forma, la dinámica que vienen presentando los sectores de la construcción y financiero, serán un pilar clave a la hora de consolidar una mayor tasa de crecimiento.

A nivel internacional, son varios los factores que repercuten de manera positiva sobre nuestra economía. Entre éstos vale la pena destacar la recuperación experimentada por la economía de los Estados Unidos y Venezuela y los altos precios internacionales de productos primarios como café, carbón y petróleo, en respuesta al aumento de la demanda mundial.

Adicionalmente, la política comercial que está adelantando el país, tanto el acuerdo CAN-MERCOSUR, como las negociaciones del TLC con Estados Unidos y del ALCA, se espera que genere un aumento en la inversión nacional y extranjera, incluso antes de la firma de éstos. La principal razón es la estabilidad en las reglas de juego que se genera con los tratados, esto aumenta la credibilidad del país y mejora la percepción de los inversionistas extranjeros. Por otra parte, se espera que los sectores productivos domésticos que buscan mejorar su competitividad internacional, inviertan en tecnología y bienes de capital, con el fin de proyectarse en el mercado internacional.

La recuperación del crecimiento en las principales economías industrializadas del mundo repercutirá favorablemente en el mejor desempeño de la economía colombiana, así como en el de las economías de América Latina en general.

2.1.1 Principales indicadores económicos

En términos generales, el desempeño de la economía durante 2005 continuó con la misma tendencia de 2003. Se mantuvo la tendencia decreciente de la inflación lo mismo que de la tasa de desempleo, aunque esta última sigue siendo alta.

Tabla 3
INDICADORES ECONÓMICOS 2000-2005

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Crecimiento PIB (%)	2.92	1.47	1.93	4.11	4.01	5.19
Inflación doméstica (%)	8.75	7.65	6.99	6.49	5.50	4.85
Tasa de desempleo (%)		14.94	15.32	13.91	13.43	11.8
Crecimiento de exportaciones (%)	13.27	6.30	-2.87	9.63	27.43	4.15
Crecimiento de importaciones (%)	10.08	9.08	-0.83	9.46	20.00	3.12
TRM promedio (\$/dólar)	2,088	2,300	2,506	2,876	2,628	2,321
Devaluación promedio (%)	22.71	18.14	2.49	23.78	-2.24	-16.65
Saldo reserva internacional bruta (MUS\$)	9,006	10,245	10,844	10,921	13,540	13,819

Fuente: Dirección de Estudios Económicos DNP. Escenario macroeconómico DNP del 3 de mayo de 2005. Banco de la República. DANE.

Las exportaciones registraron un crecimiento promedio anual del 13.73% entre el periodo 2003 - 2005 y se incrementaron en 32.71%, en términos reales. En dólares las ventas externas del país crecieron debido al desempeño de productos tradicionales como el carbón, el café y el ferroníquel (24.9%, 17.3% y 30.3%, respectivamente) y al incremento de las exportaciones no tradicionales de 25.162% durante el periodo 2003-2005, equivalentes a 1,197 millones de dólares, pese a la reducción entre 2004 y 2005.

Tabla 4
INDICADORES DE EXPORTACIONES 2000-2005

	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Total exportaciones	13,158	12,330	11,975	13,129	16,730	17,424
Exportaciones tradicionales	6,947	5,481	5,309	6,031	7,659	8,529
Petróleo derivados	4,775	3,285	3,275	3,383	4,227	4,546
Café	1,067	764	772	809	949	1,202
Carbón	893	1,197	991	1,422	1,854	2,144
Ferroníquel	211	235	272	416	628	637
Exportaciones no tradicionales	6,211	6,849	6,666	7,098	9,071	8,895

* Correspondiente al periodo enero-abril.

Fuente: Hasta 2004, fuente DANE; a partir de 2005, fuente DIAN-DANE. Cálculos DANE.

Por su parte, las importaciones en dólares crecieron a una tasa promedio del 11% en el periodo 2003-2005, como resultado principalmente de las mayores compras de bienes de consumo (19%), materias primas y productos intermedios (22%), y de bienes de capital (30.5.1%) en este periodo.

Tabla 5
INDICADORES DE IMPORTACIONES 2000-2005
(Millones de dólares CIF)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total importaciones	11,757	12,821	12,695	13,881	16,745	17,260
Bienes de consumo	2,224	2,522	2,692	2,678	3,169	3,188
Materias primas y productos Intermedios	5,894	5,792	5,864	6,412	8,014	7,824
Bienes de capital y material de construcción	3,636	4,430	4,133	4,777	5,546	6,237
Diversos y no clasificados	3	77	6	13	15	12

Fuente: DIAN, cálculos DANE: DANE.* Correspondiente al periodo enero-octubre de 2005.

Las importaciones de maquinaria y equipo para la industria, la agricultura, la construcción y el sector transporte crecieron entre 2002 y 2005 a una tasa promedio de 23,6%. En 2005 los bienes de capital representaron el 36,3% de las importaciones totales.

De acuerdo con lo planteado por el DNP, el futuro es prometedor en materia económica y para lograr las metas de crecimiento es imprescindible no sólo la ampliación de la cobertura y el mejoramiento de la calidad de la educación, sino un incremento muy grande de la inversión en ciencia y tecnología, que

deberá llegar a 1.5% del PIB en el 2019, la mitad de la cual debe corresponder al esfuerzo del sector privado.

Por lo tanto Colombia debe entender y adaptarse a los cambios estructurales que tienen lugar en la economía mundial. De otra parte, la integración a una economía mundial en expansión requiere utilizar recursos que históricamente jamás se emplearon de forma eficiente o fueron inadecuadamente utilizados, a causa de la tendencia de la economía nacional a volcarse sobre el pequeñísimo mercado interno. En ese contexto, el DNP, propone que la economía esté orientada hacia el comercio exterior, más que a la satisfacción de las necesidades internas. La tabla 6 presenta una prospectiva de las variables macroeconómicas según DNP.

Tabla 6
PROYECCIONES MACROECONÓMICAS

	2006	2007	2008	2009	2010
Inflación doméstica promedio (%)	4.7	4.2	3.7	3.3	3.0
Tasa de cambio nominal promedio	2,498.48	2,618.69	2,663.61	2,683.59	2,758.22
Devaluación promedio de periodo	3.4	2.7	0.2	-0.3	2.0
Crecimiento PIB real (%)	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Crecimiento de las exportaciones totales	-0.7	5.7	8.9	7.3	5.4
Crecimiento de las importaciones	6.1	6.9	9.1	8.6	7.8

Fuente: DNP.

Para alcanzar las metas propuestas y preservar este buen momento económico que atraviesa el país, se requieren reformas que hagan permanentes los logros temporales. En consecuencia se deben adelantar los procesos de reforma tributaria y de transferencias, sin las cuales es imposible garantizar la sostenibilidad.

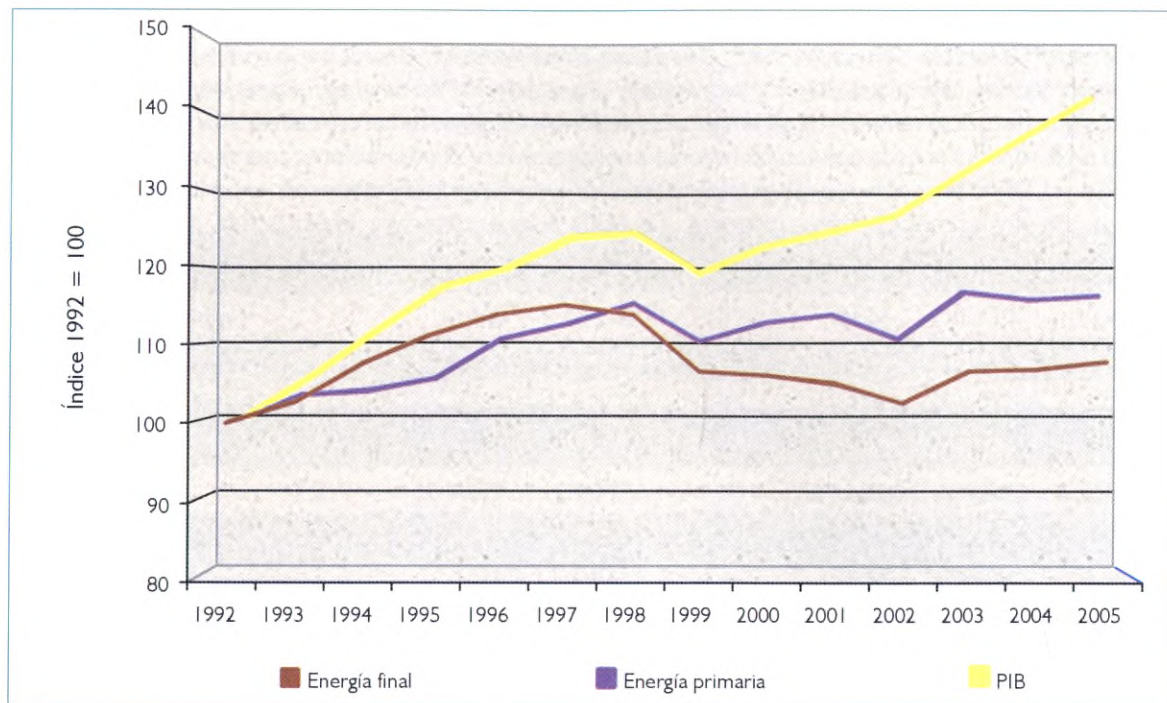
2.1.2 Relación energía PIB

Con el fin de realizar análisis sobre la correlación entre consumo de energía y PIB, internacionalmente se ha llegado al consenso de comparar, entre otros indicadores, el consumo de energía primaria, el consumo de energía final y la intensidad energética. A pesar de la estrecha relación entre crecimiento económico y consumo de energía, en algunos países industrializados se ha demostrado el desacoplamiento entre estas dos variables, en buena medida debido al uso de procesos industriales y tecnologías más eficientes, los cuales han venido siendo transferidos a países como Colombia.

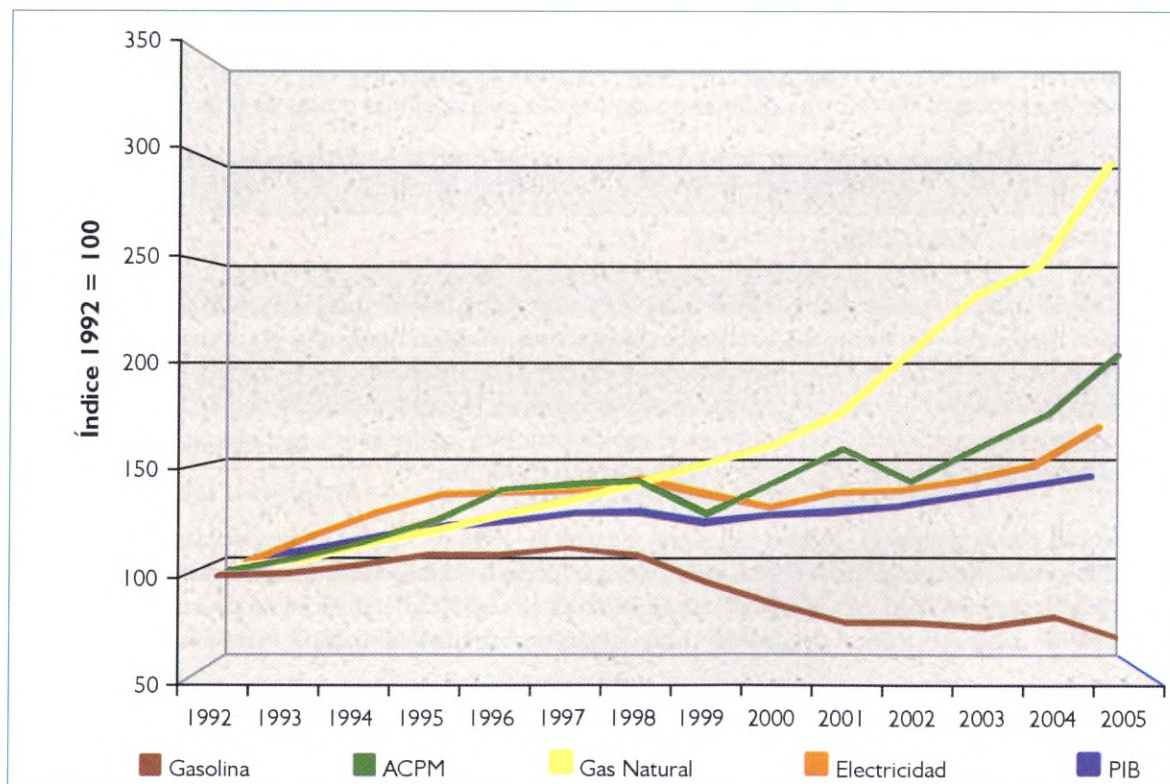
De acuerdo con la gráfica 16, (página siguiente) a partir de 1996 se aprecia un desacoplamiento entre el PIB y consumo energético, coincidiendo justo cuando las reformas del sector energético comenzaron a ser operativas. Hitos tan importantes como la entrada en vigencia del mercado mayorista o la entrada en operación de la red troncal de gasoductos en el interior del país se dieron en ese año.

Teniendo en cuenta que el comportamiento del consumo de algunos bienes es estacional porque depende de factores externos al uso en si mismo, es recomendable realizar comparaciones en forma individual del comportamiento del consumo por energético y la evolución del PIB. (Véase gráfica 17).

Gráfica 16
CONSUMO DE ENERGÍA Y PIB



Gráfica 17
CORRELACIÓN DEL PIB Y CONSUMO ENERGÉTICO POR FUENTE



Claramente se aprecia que la curva del gas natural está mostrando la importancia del Plan de Masificación, pero su alto crecimiento en los últimos años imposibilita cualquier correlación con el PIB. Entre tanto, el comportamiento de los índices eléctrico, ACPM y PIB presentan alta correlación, lo cual significa que el crecimiento económico del país conlleva implícitamente una mayor demanda de electricidad, así como de movilidad particularmente de carga; no sucede lo mismo con el comportamiento del consumo de gasolina, el cual presenta una reducción importante.

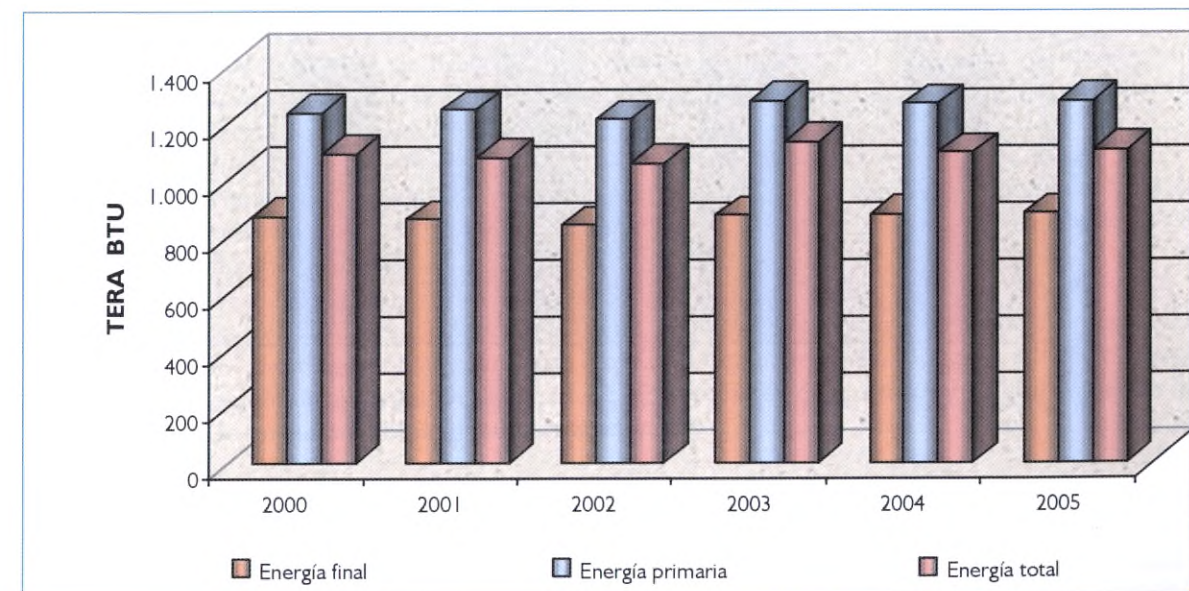
Cuando se examinan las tasas de crecimiento, es claro que si bien el consumo de electricidad y el ACPM muestran correlación con el PIB, la tendencia de la energía eléctrica sigue mucho mejor al PIB que la del ACPM.

Hacia el 2002 el consumo de ACPM presentó una tasa de crecimiento extrema, que se explica por el cierre de la frontera Venezolana durante más o menos un trimestre, lo cual se refleja en el descenso abrupto durante el mismo año. Independientemente de este fenómeno, el incremento en las tasas de consumo asociados con el sector transporte, se debe al aumento del parque automotor y más aún al tráfico en general, pese a consumos específicos menores que reflejan los adelantos tecnológicos de los vehículos.

2.2 Matriz energética

El consumo interno total de energía en el año 2005 fue de 1,107 tera BTU, lo cual representa un aumento del 0.9% con respecto al año 2004 que alcanzó los 1,095 tera BTU.

Gráfica 18
CONSUMO INTERNO DE ENERGÍA



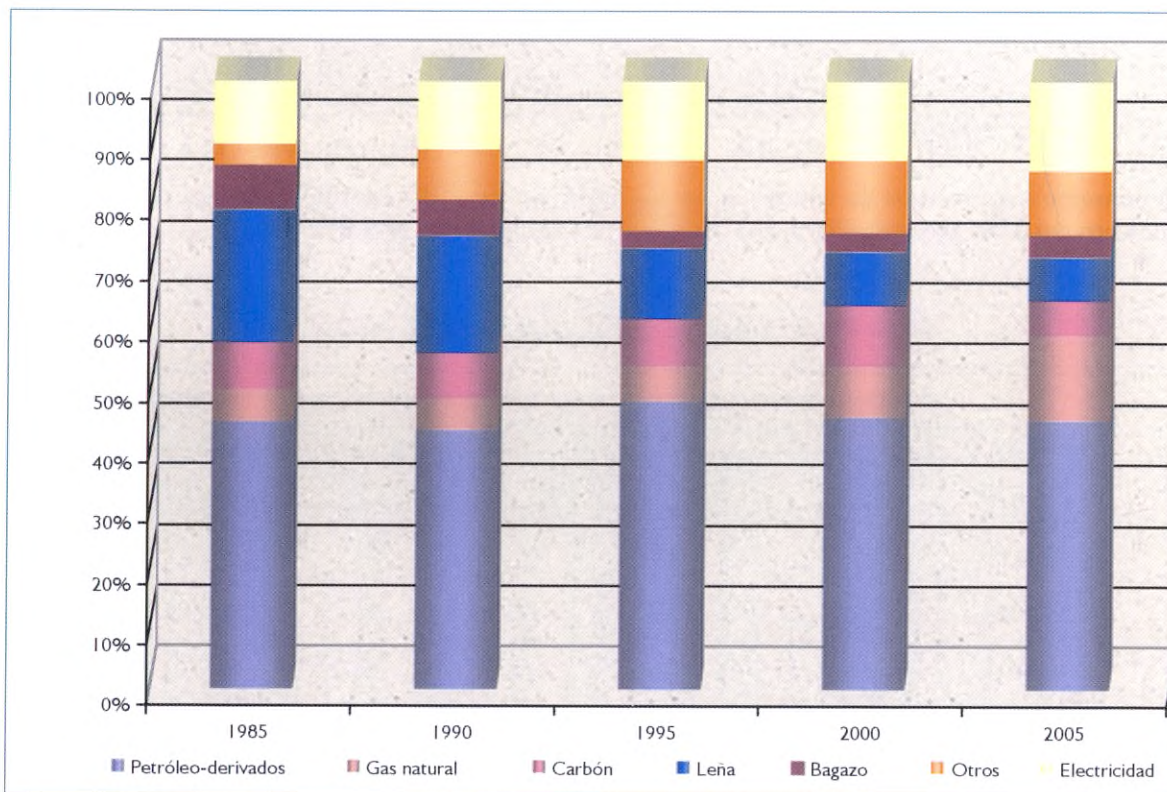
En el periodo 2000–2005 la tasa promedio anual de consumo de energía primaria creció al 0.7%, en tanto que el consumo de energía total lo hizo al 0.30%, mientras que la tasa de energía final se incrementó al 0.28%. Esto significa que en la última década el consumo energético ha crecido a tasas bajas y en términos reales se viene presentando un fenómeno de sustitución entre fuentes.

La matriz energética sigue mostrando al petróleo como el energético primario de mayor consumo con un 49.1% del total nacional, un 20.6% que corresponde al gas natural, hidroenergía que participa con 12.8%, leña y bagazo 9.2% y carbón con 7.2%.

A lo largo de la última década la participación del petróleo se ha mantenido relativamente estable dentro de la oferta interna de energía; los otros energéticos como el carbón, gas natural, hidroelectricidad y leña principalmente, sí han modificado su participación dentro de la oferta del país, por cuanto la sustitución se viene dando de fuentes menos eficientes por otras de mayor eficiencia, fundamentalmente en los sectores residencial (leña por gas natural), transporte (gasolina por ACPM) y en la generación térmica de electricidad (carbón por gas natural).

A continuación se presenta una evolución del consumo final de energía energético en el país y la participación de cada uno de los energéticos en la canasta en el horizonte de tiempo analizado.

Gráfica 19
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA



Es claro que la leña efectivamente redujo su participación como componente energético, teniendo un fuerte descenso equivalente al 53.6% entre 1985 y 2005. Igual suerte sufrió la gasolina acentuándose su reducción en el 2000. El gas natural aumentó significativamente su participación, pasando de un 5% en 1985 a un 13% en el 2005, principalmente por el plan de masificación del gas. Sin embargo el petróleo y sus derivados redujeron su participación en la canasta energética en un 8.1% entre 1985 y 2005, aun cuando son las fuentes de mayor aporte a la canasta energética.

La participación del carbón ha oscilado entre el 8% y 11% en el horizonte de análisis, con algunas fluctuaciones en la última década, que han dependido básicamente del precio interno.

La electricidad incrementó su participación del 10.3% en 1985 a 15.4% en 2005. A nivel nacional el aumento de la participación de la electricidad va ligado al crecimiento económico y al desarrollo de las ciudades y el campo, el cual permite que zonas que están alejadas de los grandes centros de consumo tengan acceso a este servicio. En las Zonas No Interconectadas (ZNI) el porcentaje de participación tiene la tendencia a aumentar debido a los fondos que apoyan proyectos de electricidad y desarrollo para zonas que no se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

El crecimiento en otros combustibles, los cuales incluyen no energéticos y carbón de leña, son reflejo de la diversificación de la canasta de consumo.

2.3 Situación del gas natural en el "Upstream"

La etapa del "upstream" como se sabe, comprende las actividades o eslabones de exploración, producción y transporte de gas natural hasta la cabecera de gasoducto troncal. Utilizando este esquema se describirá el comportamiento físico de estas actividades.

2.3.1 Generalidades

En Colombia, el potencial de hidrocarburos está localizado en 18 cuencas sedimentarias que cubren la mayor parte del territorio nacional, alrededor de 1,036,450 kms². Con base en los niveles de las actividades de exploración y producción, las cuencas sedimentarias colombianas pueden ser clasificadas dentro de dos grandes grupos: Cuencas con producción y Cuencas sin producción. En el primer grupo se encuentran las cuencas: Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo y La Guajira, con un muy buen conocimiento geológico, geofísico y técnico.

Dentro de las cuencas sin producción se encuentran: Caguán – Vaupés, Amazonas, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Cauca-Patía, Urabá, Chocó, Pacífico, Tumaco, Sinú–San Jacinto y Cayos y que corresponden a áreas con un menor grado de información geológica y geofísica disponible, en las cuales no se han descubierto hidrocarburos a nivel comercial.

Los principales campos de explotación se encuentran en la región de los Llanos Orientales y en La Guajira, adicionalmente se encuentran otros campos en producción en las cuencas del Valle Medio y Valle Superior, así como en Catatumbo.

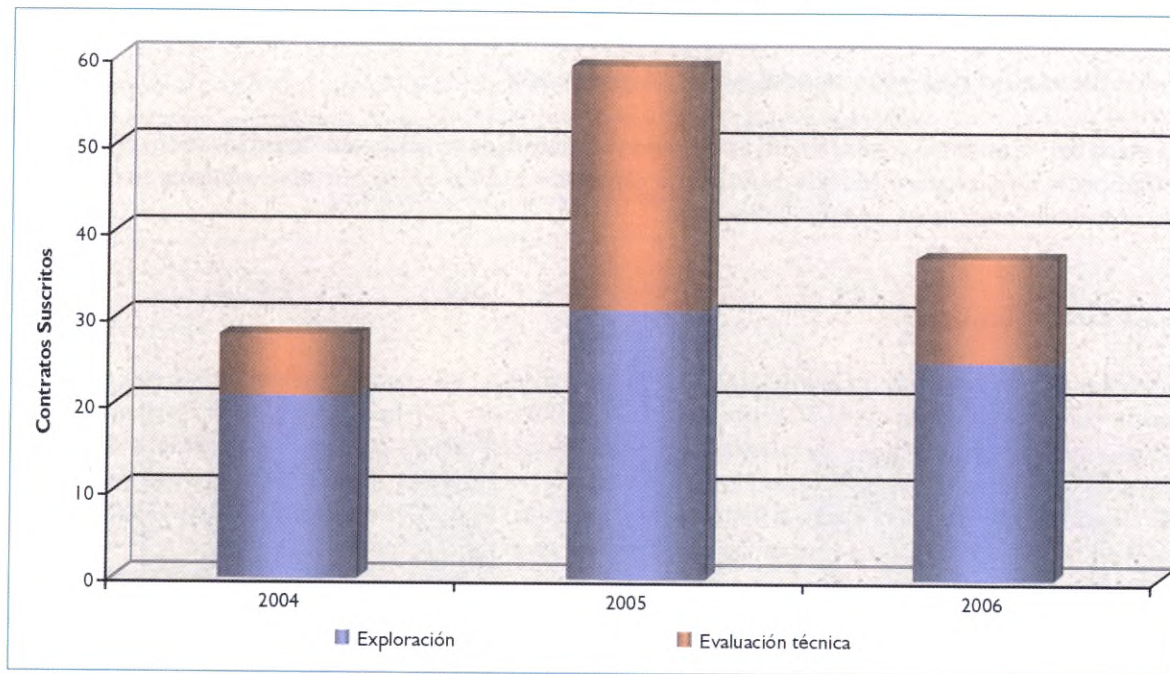
De los 96 TPC de gas natural que corresponden a las reservas potenciales, el 56% (es decir alrededor de 54 TPC) están ubicados entre las cuencas de los Llanos Orientales, Valles Superior, Medio e Inferior del Magdalena, del Putumayo y La Guajira. Los 42 TPC restantes de gas natural se distribuyen en las cuencas que no se encuentran actualmente en producción.

2.3.2 Exploración

Como parte fundamental del cambio obrado en la política petrolera, el Gobierno Nacional a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos definió el nuevo marco contractual para estimular la inversión en el sector de hidrocarburos, cuyo principal elemento es la reducción de la participación estatal de un 70% hasta un 50%, con lo cual se mejorará la rentabilidad de las empresas. Con este nuevo esquema y los altos precios del petróleo, la actividad exploratoria ha repuntado adquiriendo el mismo dinamismo mostrado en los primeros años de la década de los noventa.

Es de anotar que en la actividad exploratoria de hidrocarburos no hay diferencia entre la búsqueda de gas y petróleo, por cuanto las operaciones son las mismas y tan sólo la perforación de los pozos confirma qué tipo de hidrocarburo es encontrado. En este sentido, así como se puede encontrar petróleo, también puede tratarse de gas natural y los contratos que se suscriban en términos generales son para la búsqueda de hidrocarburos. En la gráfica 20 se presenta una evolución de la suscripción de contratos bajo el nuevo marco contractual.

Gráfica 20
EVOLUCIÓN DE CONTRATOS FIRMADOS



Fuente: ANH.

Sin embargo, estudios geológicos permiten estimar con reducida probabilidad el tipo de hidrocarburo que pudiera encontrarse. Con esta premisa, en el 2004 se firmaron los contratos Tayrona (en la costa caribe), Esperanza (valle inferior del Magdalena) y La Creciente (valle inferior del Magdalena), para la búsqueda y maximización de reservas de gas natural.

Durante el 2005 se firmaron 31 contratos de exploración con un área de 2,826,000 hectáreas distribuidas principalmente en las cuencas de los Llanos (incluido Caguán), Valle Superior (VSM) y Medio (VMM) del Magdalena, Catatumbo y Putumayo. Igualmente, se suscribieron 28 contratos de evaluación técnica en su mayoría ubicados sobre la cuenca de los Llanos. Hasta agosto de 2006 se firmaron 25 contratos de exploración y producción y 12 de evaluación técnica, superando la meta establecida por el Gobierno Nacional para 2006.

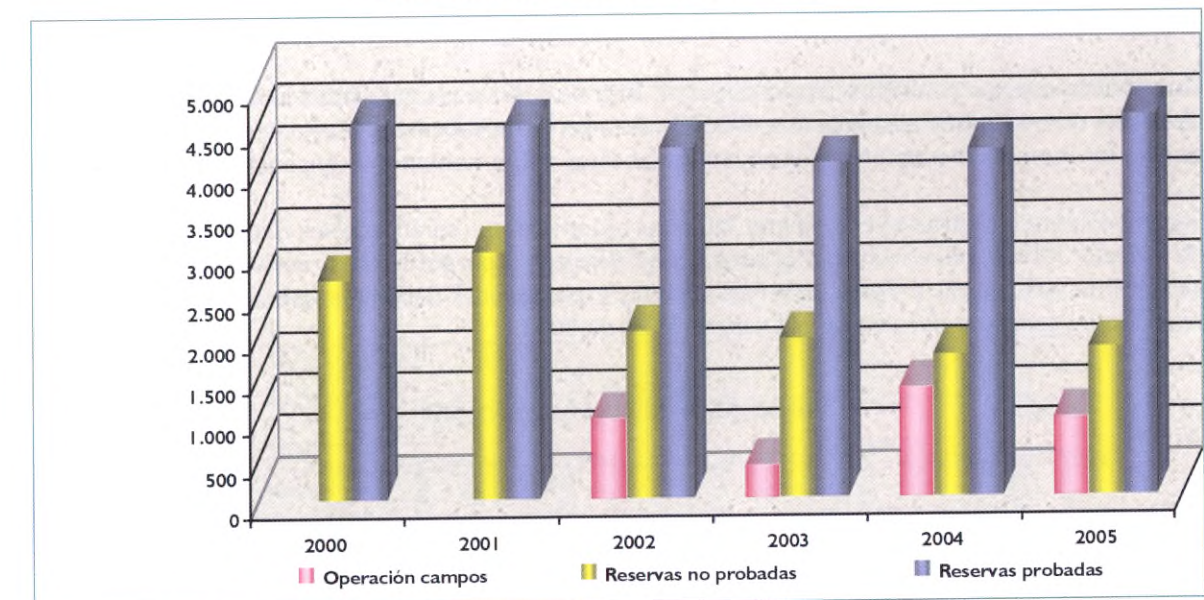
Con los resultados logrados en lo concerniente a contratación, se espera que en el mediano plazo se incorporen nuevas reservas de hidrocarburos a las actualmente disponibles, así como encontrar reservas adicionales de gas asociado al programa de exploración de petróleo.

2.3.3 Reservas

En Colombia existen dos regiones en las cuales se encuentra aproximadamente el 85% de las reservas de Gas Natural, la primera es el norte de la Costa Caribe en los campos de Ballena y Chuchupa, la segunda región es la que se encuentra en la región de los Llanos Orientales y Piedemonte llanero en los campos de Apiay, Cusiana y Cupiagua.

De acuerdo con la información suministrada por ECOPETROL S.A. a diciembre 31 de 2005 el país contaba 7,311 GPC¹⁷ con reservas totales de gas natural: 3,994.9 GPC de reservas probadas, (de las cuales 1,810.1 GPC son reservas desarrolladas y 2,376.8 GPC no están desarrolladas) y 1,709.6 GPC de reservas no probadas. Se cuenta además con 937.2 GPC que están proyectados para el consumo en operación de los campos (generación de electricidad para la operación, operación de compresores, tratamiento térmico, operación de bombas, entre otros usos), los cuales en el futuro podrían estar disponibles para el mercado, y 600 GPC de Gibraltar. En la gráfica 21 se observa la evolución de las reservas de gas.

Gráfica 21
EVOLUCIÓN DE RESERVAS DE GAS NATURAL



Fuente: ECOPETROL S.A.

Las reservas de gas comercial y próximo a comercializar aumentaron en 43.8 GPC con respecto a 2004. Esta cifra corresponde al cambio en el límite económico de los Campos de las áreas Chuchupa-Ballena, Guepaje, Opón y Las Monas (20 GPC), mayores ventas de gas en los campos de las áreas Chuchupa-Ballena y Piedemonte (28.5 GPC), por perforación y mejor comportamiento de producción en los campos de las áreas de De Mares y del contrato Las Monas (40,2 GPC), disminución por reevaluación del pronóstico de ventas en campos del área Del Río (6.2 GPC), disminución por efecto del cambio en el límite económico en el área Chuchupa -Ballena (36.8 GPC) que generó una reclasificación de las reservas probadas desarrolladas y no probadas de 23.6 GPC, y el menor comportamiento del esperado en los Campos Montañuelo y Cerrito (1.9 GPC).

¹⁷ Giga Pies Cúbicos.

El 36% de las reservas probadas se encuentran en proceso de comercialización y además se cuenta con unas reservas no probadas de 1,779 GPC, las cuales no tienen definido un esquema de comercialización. Según el gráfico anterior, las reservas totales se han mantenido durante los últimos 5 años casi en el mismo nivel, con valores cercanos a las 7,000 GPC, salvo el 2003 cuando el ritmo de incorporación fue menor al de consumo. En términos generales la tasa de crecimiento de las reservas ha tenido un comportamiento similar a la de crecimiento en el consumo, lo cual ha permitido reponer los volúmenes crecientes de consumo. Es necesario anotar que desde el 2002, se utiliza una nueva categoría de reservas reportadas y son las destinadas al consumo de operación en los campos.

Del total, bajo operación directa de ECOPETROL S.A. se encuentra el 10.8% incluyendo Gibraltar, en tanto que bajo la modalidad de asociación está el 89.2% correspondientes a 6,517 GPC.

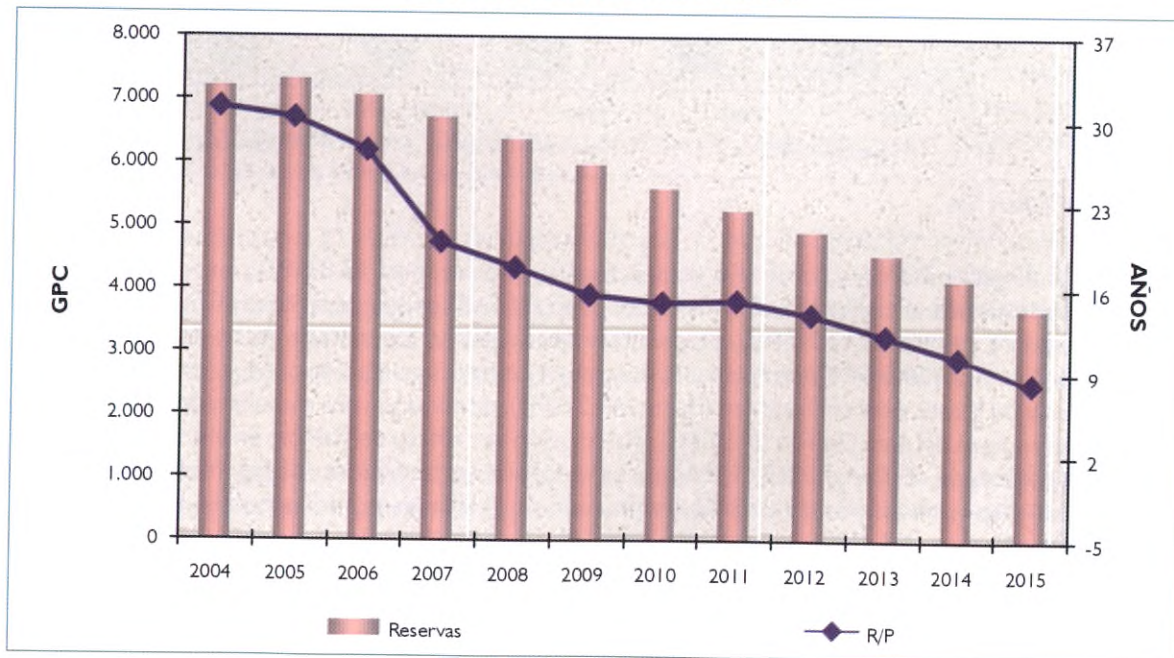
2.3.4 Relación reservas producción

El factor de reserva producción (R/P) varía cada año dependiendo de las cantidades producidas, considerando que no hay nuevos hallazgos. Para efectuar el cálculo del factor, se tomó como escenario de producción la demanda interna de gas, adicionado las exportaciones hacia Venezuela iniciando en el 2008 y a Panamá desde el 2007.

De acuerdo con los resultados presentados en la gráfica 22, en la actualidad el factor R/P es de 26 años, con una reducción abrupta hasta el 2008, año a partir del cual se suaviza la pendiente de la curva, debido fundamentalmente a la disminución de las tasas de incremento en el consumo eléctrico.

Según establece la regulación colombiana, las exportaciones de gas serán factibles cuando el país disponga de un factor R/P de referencia superior a los 7 años. Esto con el propósito de garantizar el abastecimiento nacional del gas natural. En este orden de ideas las exportaciones deberán suspenderse hacia el 2014, teniendo en cuenta lo definido en el Decreto 3428 de 2003.

Gráfica 22
RELACIÓN RESERVAS PRODUCCIÓN



Es de anotar que el factor R/P de referencia definido por el Ministerio de Minas y Energía a 31 de marzo de 2005, era de 14.94 años, teniendo en cuenta que las reservas de referencia eran de 4,186.9 GPC y la producción de referencia de 280.2 GPC. Esto significa que los 7 años se alcanzarán hacia el 2010, en caso de continuar sin adición de nuevas reservas de gas natural y que la producción fluctúe como lo hace la demanda total de gas.

Si bien es una situación inquietante, es necesario emprender acciones que permitan revertir esta tendencia, y así mantener el aporte del sector energético a la balanza de pagos mediante las exportaciones de gas natural, garantizando al mismo tiempo el cubrimiento de la demanda interna.

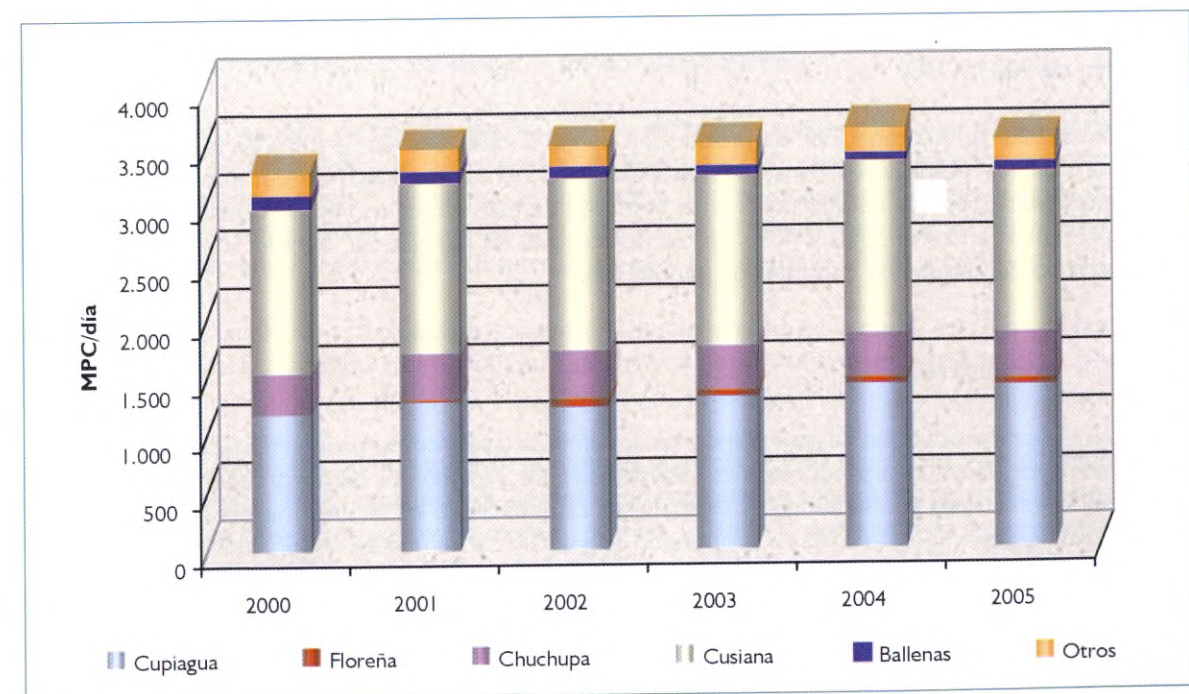
2.3.5 Producción y suministro

La Producción Fiscalizada de gas natural incluye el gas lift, el gas quemado, consumido en operaciones de campo, el enviado a la planta y el gas entregado a los gasoductos, a diferencia del suministro que hace referencia sólo al gas entregado al gasoducto para su correspondiente consumo sectorial.

2.3.5.1 Producción fiscalizada

Durante 2005 la producción fiscalizada fue de 3.54 GPCD disminuyendo un 3% con respecto a 2004, año de mayor producción durante el quinquenio. El crecimiento de la tasa de producción promedio interanual fue de 1.5% en el mismo periodo, información que se presenta en la gráfica 23.

Gráfica 23
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Durante 2005, sólo 5 campos (Ballena y Chuchupa en La Guajira y Floreña, Cusiana y Cupiagua en el Piedemonte Llanero), son responsables del 94.2% de la producción, tendencia que se ha mantenido desde la década pasada. Cusiana con el 40% y Cupiagua con el 41% son los mayores productores de gas natural en Colombia.

La producción de la cuenca de los Llanos Orientales representa el 81% del nacional, y la de La Guajira equivale al 13%, mientras que el restante 6% proviene de campos localizados a lo largo del país con aportes mínimos y que abarcan las cuencas del Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena y Sinú.

En el último año la producción de todos los campos descendió, en algunos por la declinación propia del yacimiento y en otros como Floreña por la disminución de la generación de electricidad con base en gas, demandante exclusivo de este gas. La producción del campo Chuchupa viene declinando a una tasa mayor de la prevista, razón por la cual fue necesario adelantar con respecto a los compromisos contractuales la perforación de tres pozos de desarrollo.

La producción de los campos menores correspondiente a la categoría de "otros" en la gráfica 23, se ha incrementado desde 2003, confirmando el rompimiento de la trayectoria a la baja que venían mostrando en los últimos 10 años. Este comportamiento es el resultado de las labores realizadas por los operadores de dichos campos, encaminados al mantenimiento y crecimiento de la producción.

A partir de septiembre de 2005 se inició la operación de la planta de tratamiento de Cusiana con capacidad para 180 millones de pies cúbicos al día, razón por la cual del gas natural producido en Cusiana y Cupiagua, tan sólo el 4% equivalente a 107 MPCD fue utilizado para consumo sectorial, el volumen restante fue reinyectado al yacimiento para incrementar la producción de petróleo.

En el caso de La Guajira, cuyos campos presentan una acelerada declinación, se espera que con los trabajos que se iniciaron a finales de 2005 su capacidad de producción se incremente un 34% llegando a 700 MPCD. Es decir, a partir de marzo de 2006, el país contará con una capacidad máxima de producción del orden de 900 MPCD.

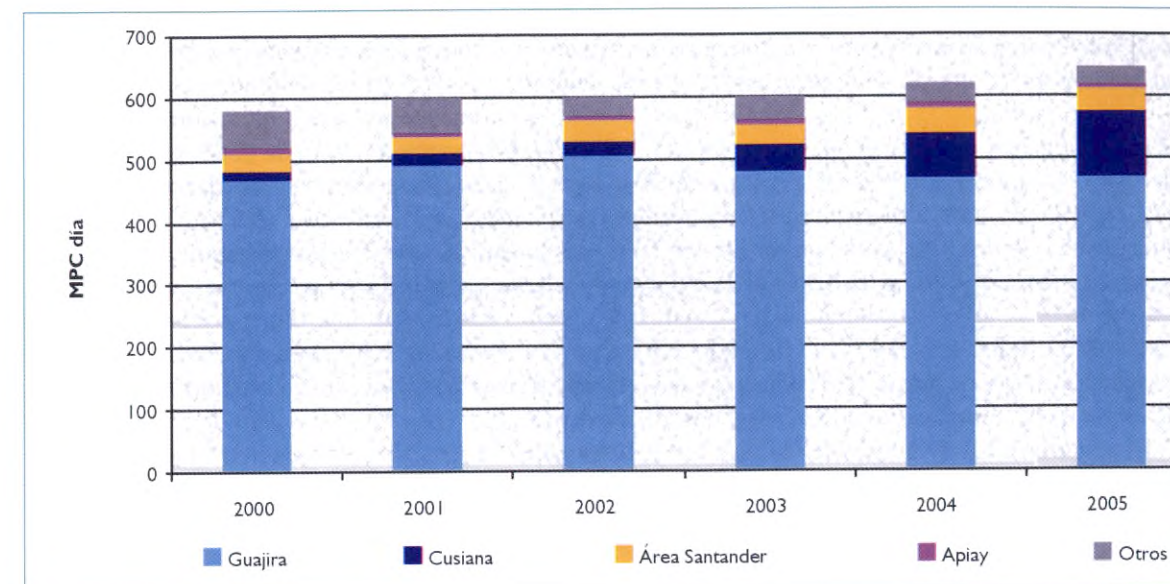
Conviene señalar que la capacidad de producción de gas natural está por encima de la demanda media esperada y puede atender los consumos excepcionales del sector eléctrico durante ocurrencias de fenómenos climáticos. Las fluctuaciones en la demanda de este sector son de particular importancia, ya que representan entre el 35% y 40% del consumo total de gas natural, debido al alto componente hidroeléctrico del parque de centrales de generación.

2.3.5.2 Suministro

Los volúmenes de producción de gas natural y los de suministro para consumo interno, no son comparables ya que la mayor parte de la producción es reinyectada a los yacimientos para mantener la recuperación de petróleo, razón por la cual aunque Cusiana y sus campos aledaños son los mayores productores, lo campos de La Guajira aportan la mayor proporción de gas para consumo interno. El suministro proveniente de los campos de La Guajira y del Piedemonte Llanero representan el 90.1% del suministro nacional y entre los campos menores aportan los requerimientos adicionales. En la gráfica 24 se observa que La Guajira ha sido el soporte del plan de masificación de gas, no sólo para atender los requerimientos de la Costa Atlántica, sino del interior del país.

Globalmente se registró un aumento del 7% en el suministro de gas natural, pasando de 596 MPCD en el 2004 a 637 MPCD en 2005, mostrando una recuperación importante del mercado de este energético.

Gráfica 24
SUMINISTRO DE GAS NATURAL AL SISTEMA DE TRANSPORTE



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Como ha sido normal en los últimos años, en el suministro de gas La Guajira ha representado en promedio cerca del 80% del total, a pesar de mostrar cierto grado de declinación propio de la geología de este tipo de yacimientos. Con todo, sigue siendo la mayor fuente de abastecimiento nacional. En el mismo periodo que se aprecia en la gráfica, los yacimientos de Cusiana han empezado a incrementar sus aportes paulatinamente, mientras que los campos ubicados en el área de Santander mantienen su contribución en alrededor del 5%, con leves incrementos en los dos últimos años.

Existe otro grupo pequeño de campos distribuidos en el norte y sur del país, cuya participación en el suministro venía disminuyendo por la declinación de su producción, pero gracias a los trabajos en los campos se ha logrado mantener, aunque en el conjunto su representatividad sea menor. Igual situación se da con el campo Apiay, el cual durante muchos años atendió la demanda de Bogotá y cuya producción disminuye gradualmente, proveyendo únicamente gas para la refinería de Apiay a partir de 2007.

Se vienen intensificando los trabajos para aumentar el suministro de gas natural, como en el caso de la implementación de la planta de 180 MPCD en Cusiana y la perforación de tres pozos en el campo de Chuchupa.

En este contexto, la producción de gas asociado empieza a cobrar gran importancia en el esquema de suministro y su oferta. Así la expansión de la oferta interna estará concentrada geográficamente en el interior del país, en caso de no encontrar nuevas reservas. Cuando el suministro de gas proviene de gas asociado, se plantean algunos interrogantes toda vez que la producción de gas en este tipo de yacimientos depende directamente de la producción de líquidos asociados a este.

Sin embargo, las importaciones de gas natural procedentes de Venezuela a partir del 2012 (de acuerdo con la información recibida del Ministerio de Minas y Energía) incrementarán la oferta de gas, con lo cual podrá equilibrarse la oferta y la demanda.

2.3.6 Extensión de contratos de asociación

El análisis del "UPSTREAM" merece una mención especial por los cambios jurídicos ocurridos al contrato de asociación con el objetivo de viabilizar una mayor inversión por parte de los Asociados en la etapa marginal de los campos que se encuentran en explotación.

De acuerdo con lo definido en el Documento CONPES 3245 de septiembre 15 de 2003, se recomendó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y a ECOPETROL S.A. adoptar y aplicar la estrategia de extender en el tiempo los contratos de asociación vigentes hasta su límite económico y definir los términos y condiciones que permitan generar producción adicional en los campos actuales, aumentando tanto los niveles de producción como los factores de recobro y por consiguiente la base de reservas de los mismos.

Igualmente, con esta medida se buscó propiciar la exploración de hidrocarburos en Colombia a través de inversiones realizadas por los socios como parte de los compromisos que se asumen dentro de los convenios complementarios a los acuerdos de extensión. De esta forma, al aumentar la actividad exploratoria se estarán intensificando las posibilidades para el descubrimiento de nuevas reservas en el país.

En desarrollo de la estrategia, ECOPETROL S.A. acordó con la compañía asociada los términos y condiciones de extensión en el tiempo del contrato de asociación, bajo la aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

La extensión del contrato de Asociación La Guajira, suscrito inicialmente en 1974 entre ECOPETROL y Texas Petroleum Company (hoy CHEVRON) se realizó mediante otrosí del contrato el 16 de diciembre de 2003 hasta su límite económico, con los siguientes acuerdos:

El socio invierte el 100% de los requerimientos de capital para la ejecución de las actividades requeridas que permitan la explotación del campo. Compartir la producción en 53% para ECOPETROL y 43% para el asociado, después de las regalías que se mantienen en el 20%. Compartirán los costos de abandono de los campos, que por tratarse de campos offshore pueden llegar a ser sumas muy importantes. Compartir el pago del BOMT¹⁸ de la plataforma Chuchupa B (57% Ecopetrol, 43% asociado) y asegurar la ejecución de la perforación de tres pozos adicionales, considerando que el propietario de la plataforma Chuchupa B es Guajira Gas Services (filial de CHEVRON), quien debería avalar la perforación de los pozos.

2.3.7 Prospectiva del gas natural

Actualmente se realiza un intenso programa de exploración de hidrocarburos tendiente a incorporar nuevas reservas de gas natural, así como a ampliar la capacidad de producción, a fin de proporcionar una mayor confiabilidad al sistema y asegurar el abastecimiento interno y las exportaciones de gas natural.

El esfuerzo conjunto del gobierno y las empresas para incorporar nuevas reservas de gas natural y de mantener los niveles de producción por encima de los requerimientos para garantizar el abastecimiento pleno y oportuno de este energético, dieron origen a una evaluación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y de la UPME con el propósito de analizar la situación futura de abastecimiento.

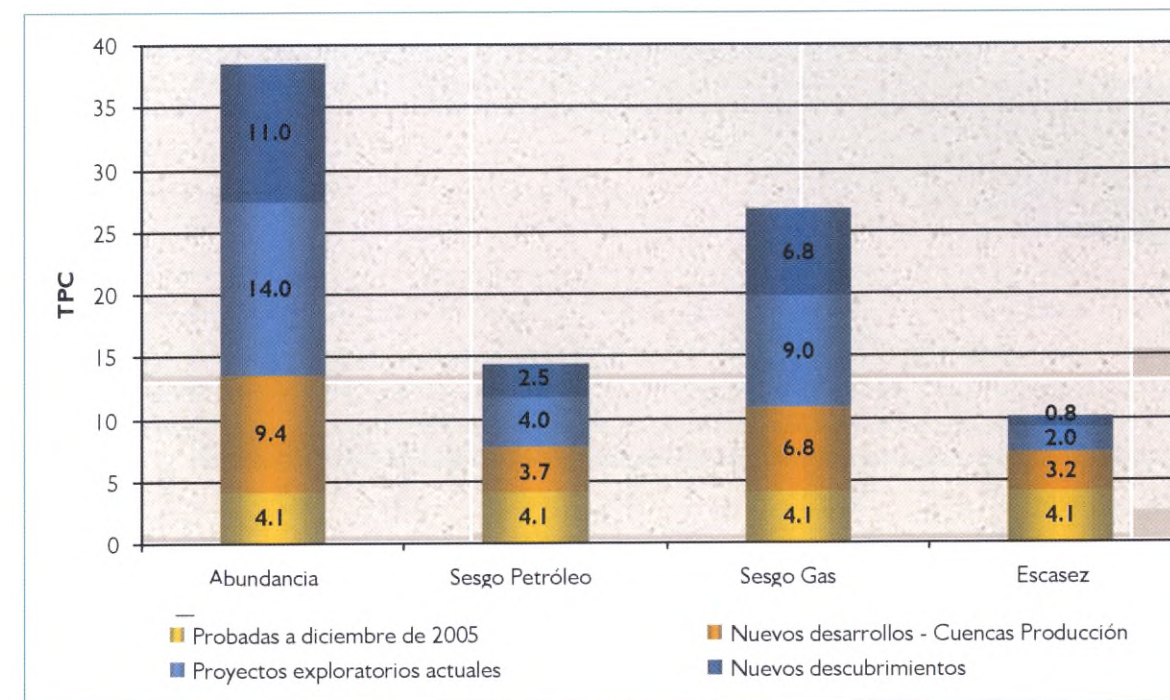
¹⁸ BOMT: Construcción, operación, mantenimiento y transferencia.

Lo anterior conllevó la realización de un ejercicio donde se estudiaron cuatro escenarios de incorporación de reservas, teniendo en cuenta los actuales proyectos de exploración, los programas de recuperación mejorada o nuevos desarrollos y descubrimientos por realizar. Los distintos escenarios contemplan el desarrollo de proyectos de gran importancia en cuanto a la posibilidad de incorporación de reservas y de diversificar las regiones de donde habrá de obtenerse producción. En la gráfica 25 se observan los valores encontrados para cada uno de los escenarios.

El escenario de abundancia contempla la incorporación y desarrollo de 34.4 TPC, los cuales provienen en mayor proporción de los resultados en los actuales proyectos en exploración y cuyas inversiones oscilan en alrededor de 16,900 millones de dólares en los próximos 20 años.

El escenario sesgo al petróleo, al igual que en el de abundancia, incorpora la mayor cantidad de reservas de gas como resultado de los actuales proyectos en exploración. Las inversiones requeridas para el hallazgo de 1.2 nuevos TPC y su desarrollo se aproximan a los 5,000 millones de dólares.

Gráfica 25
PROSPECTIVA DE RESERVAS DE GAS



Fuente: Estudio de Abastecimiento ANH.

Por su parte el escenario sesgo al gas, al igual que los dos anteriores, incorpora el 30% de las estimaciones en los actuales proyectos de exploración. Este escenario contempla un aumento total de 22.6 TPC, valor superior al escenario sesgo petróleo e inferior a los valores del escenario de abundancia, cuyas inversiones se estiman en 10,400 millones de dólares.

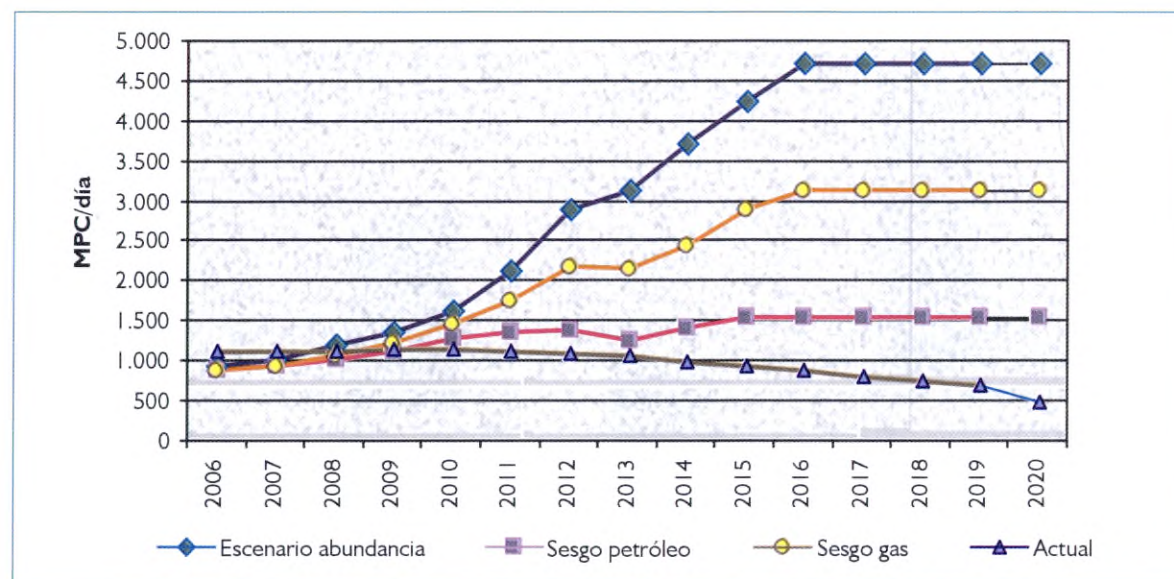
Por último se consideró un escenario adverso, en el cual se descubren y desarrollan 6.0 TPC en los próximos 20 años y los mayores aportes se originan en la exploración de los tres contratos que se adelantan en las cuencas del norte del país. Las inversiones necesarias para lograr las metas se aproximan a los 2,900 millones de dólares.

Con esas premisas de reservas se obtienen curvas de producción distintas para cada uno de los escenarios estudiados, los cuales fueron calculados con base en la producción máxima que puede ser diferente a la producción real.

En la gráfica 26 se presentan las curvas de producción correspondientes a los cuatro escenarios evaluados, donde se puede advertir, salvo en el escenario de escasez, niveles de producción superior a los 1.000 MPCD en el corto plazo, con volúmenes crecientes que permitirían desarrollar nuevos proyectos, tendientes a desarrollar exportaciones de este energético o su aprovechamiento para la producción de productos elaborados que darían un mayor valor agregado al país.

En forma independiente se presenta el escenario de producción de gas con las actuales reservas y la inclusión de las importaciones provenientes de Venezuela, como medida de respaldo para la atención de la demanda interna, asumiendo que no hay descubrimientos de gas en los próximos años.

Gráfica 26
PROSPECTIVA DE PRODUCCIÓN



Fuente: Estudio de Abastecimiento ANH-UPME.

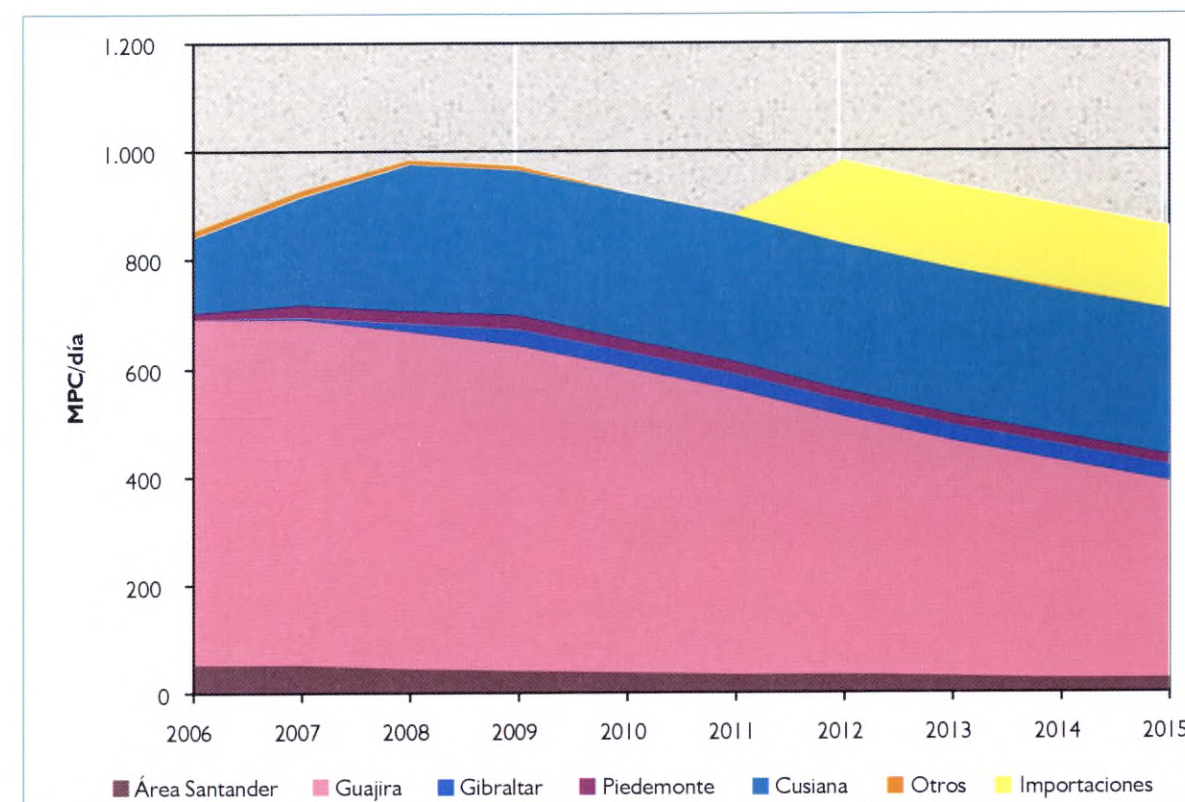
Observando el gráfico 26 se aprecia que a pesar de la declinación de los campos de la Guajira, incluyendo la perforación de los tres pozos y los trabajos de compresión hacia el 2009, su pérdida se verá recompensada por un aumento paulatino de la producción de los campos del Piedemonte Llanero y el desarrollo de campo Gibraltar a partir del 2009 con una producción del orden de 30 MPCD.

En el 2008 se observa el máximo aporte de la oferta interna con valores cercanos a los 1,000 MPCD, y luego se presenta una reducción del 3%, en promedio por año, equivalente a 90 MPCD hacia el 2011, situación que es revertida con la importación de 150 MPCD desde Venezuela. Sin embargo, las importaciones de gas natural procedentes de Venezuela a partir del 2012 (de acuerdo con la información recibida del Ministerio de Minas y Energía), incrementarán la oferta de gas con lo cual podrán equilibrarse la oferta y la demanda.

El campo Floreña ubicado en los campos del Piedemonte mantiene un perfil constante de 23 MPCD en el horizonte de análisis, mientras que el área de Santander continúa con una tendencia declinatoria, lo mismo que la categoría de otros campos, todos ellos ubicados en el interior del país.

Una mirada rápida a los pronósticos de producción, señalan que el aporte de gas libre a la oferta total empieza a disminuir su participación, lo cual significa menor flexibilidad en el abastecimiento, por cuanto la producción de gas dependerá directamente de la de crudo.

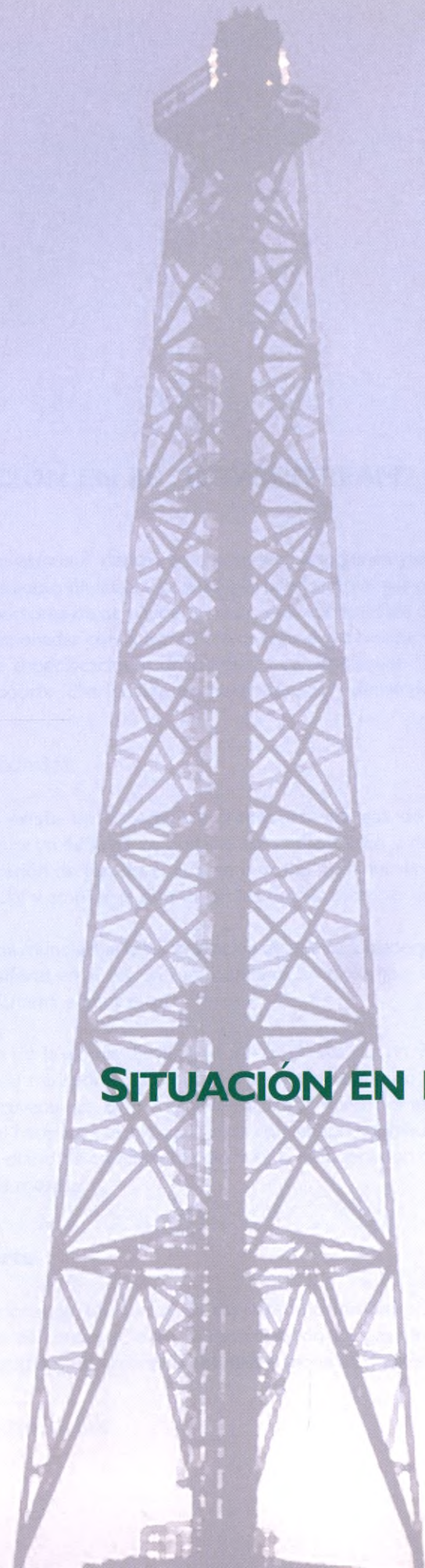
Gráfica 27
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN



Fuente: ECOPETROL y BRITISH PETROLEUM.

En la situación actual, la oferta de gas natural depende de dos grandes centros de producción ubicados geográficamente en regiones distintas, lo cual incide no sólo en los mercados que puede abastecer, sino en las propiedades fisicoquímicas del gas y por tanto de su forma de producirlo y tratarlo para que pueda ser entregado a los usuarios finales.

Con esta perspectiva de corto plazo, las limitaciones para la integración de los mercados del interior y de la costa parece incrementarse, además de señalar explícitamente la presencia de dos monopolios, en los cuales la participación de un mismo agente productor, sugiere una mayor participación de la regulación para evitar posibles abusos de posición dominante.



CAPÍTULO 3
SITUACIÓN EN EL “DOWNSTREAM”
DE GAS NATURAL

3 SITUACIÓN EN EL “DOWNSTREAM” DE GAS NATURAL

El término “*Downstream*” dentro de una cadena energética y en particular en caso del gas natural, hace referencia al conjunto de las actividades que involucran el gas procesado que se utiliza para consumo en los diferentes sectores de demanda, ya sea como combustible o materia prima. En otras palabras, son las actividades relacionadas con la forma como llega el gas natural desde el momento que es inyectado a un gasoducto bajo especificaciones de calidad, y es desplazado hasta el punto de uso final. Este proceso consta de transporte, distribución, comercialización y demanda.

3.1 Generalidades

En Colombia existe un sistema de transporte de gas de 3,882 km que cubre la demanda de aproximadamente un 42% de los hogares colombianos. En la década de los 90 comenzó el desarrollo del plan de masificación de gas, en el cual se buscaba disminuir la dependencia de un sólo energético en el sector residencial y ampliar la canasta en los demás sectores de consumo.

Con la tendencia mundial hacia la integración de mercados energéticos y la realización de interconexiones eléctricas y gasíferas en la región suramericana, en Colombia se adelanta el proceso de exportación de gas natural a Panamá y Venezuela.

El crecimiento de la demanda durante el 2005 alcanzó un 7.16%, mientras que en el 2004 fue de 4.31%, siendo el transporte automotor el de mayor aumento durante los mismos dos años, con 54.3% y 36.1% respectivamente. Esto originado particularmente por el desmonte de subsidios a los combustibles líquidos, lo cual hace atractiva la opción de conversión de vehículos a gas natural, para aquellos usuarios cuyo consumo diario de combustible permite la recuperación de la inversión en periodos cortos que no superan los seis meses.

3.2 Transporte

El Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano, vincula los centros de producción de gas con los centros de consumo, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales y sistemas de almacenamiento¹⁹.

¹⁹ Resolución CREG 001 de 2000.

La Red Nacional de Gasoductos está conformada por dos subsistemas claramente definidos por su propiedad y operación, así como su funcionamiento. De un lado se encuentra el subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso el cual pertenece a PROMIGÁS, empresa privada con una participación de capital extranjero a través de ENRON de Estados Unidos.

Por otra parte el subsistema que comprende principalmente las líneas Ballena-Barrancabermeja-Vasconia-Cali, Cusiana-Apiay-Bogotá y Cusiana-La Belleza-Vasconia-Cali, propiedad de ECOGAS, más las líneas Sebastopol-Medellín de la empresa TRANSMETANO, Payoa-Provincia-Bucaramanga de TRANSORIENTE, Estación de entrega Yumbo-Cali de propiedad de TRANSOCCIDENTE, Campo de producción de Hobo-Neiva de PROGASUR, estación Cogua-Bogotá de TRANSCOGÁS y el Gasoducto del Tolima compuesto de dos líneas pequeñas, es conocido como el subsistema de transporte del interior.

Son ocho las empresas transportadoras de gas natural que operan actualmente en el país así: PROMIGÁS, ECOGAS, TRANSMETANO, TRANSCOGÁS, TRANSOCCIDENTE, TRANSORIENTE, GASODUCTO DEL TOLIMA y PROGASUR.

La evolución del sistema de transporte de la Costa Atlántica, a diferencia del interior del país, se encontraba plenamente constituida con anterioridad al inicio del plan de gas en la década de los 90. A partir de esa fecha fue necesario realizar ampliaciones en cuanto a nuevos gasoductos regionales con el fin de ampliar la cobertura de población atendida, ya que los grandes mercados ya estaban cubiertos y desarrollados en ese momento por el sistema troncal de transporte.

El sistema de transporte del interior del país se desarrolló como eje fundamental del Plan de Masificación de Gas. Sin embargo, antes del Plan, el interior del país contaba con pequeños gasoductos regionales que proveían gas a poblaciones cercanas a los campos de producción. Estos fueron: Gasoducto Apiay-Bogotá y Gasoducto Payoa Provincia-Bucaramanga.

En la tabla 7 se presentan las características de la infraestructura de transporte y participación en el volumen transportado.

Tabla 7
VOLÚMENES DE GAS TRANSPORTADO

GASODUCTO	LONGITUD km	CAPACIDAD MPCD	VOLUMEN TRANS- PORTADO 2005 MPCD
Promigás	575	480	319.6
Ecogás	2,451	300*	270.8
Transcogas	60	100	62.57
Transoccidente	340	75	26.7
Transmetano	145	75	25.5
Transoriente	158	47	12
Gasoducto del Tolima	46	5	1.8
Progasur	62	5	1.3

* Volumen promedio sumando los distintos tramos.

Los sistemas de transporte movilizaron en promedio durante el 2005 cerca de 720.2 MPCD, de los cuales el 44.3% es responsabilidad del sistema de la costa Atlántica, seguido del sistema de ECOGAS, el cual transportó el 37.6% de la oferta nacional.

Transcogás, línea que conecta el gasoducto Centroriente de ECOGAS con la ciudad de Bogotá, ha venido incrementando su participación y durante el 2005 condujo el 8.7% del gas total transportado. Los demás gasoductos son líneas conectadas o bien al sistema de ECOGAS, o a campos de pequeña producción y atienden áreas delimitadas. La gráfica 28 presenta el sistema de gasoductos. (Véase siguiente página).

Los sistemas de transporte movilizaron en promedio durante el 2005 cerca de 720.2 MPCD, de los cuales el 44.3% es responsabilidad del sistema de la costa Atlántica, seguido del sistema de ECOGÁS, el cual transportó el 37.6% de la oferta nacional.

Transcogas, línea que conecta el gasoducto Centroriente de ECOGAS con la ciudad de Bogotá, ha venido incrementando su participación y durante el 2005, condujo el 8.7% del gas total transportado. Los demás gasoductos son líneas conectadas o bien al sistema de ECOGAS, o a campos de pequeña producción y atienden áreas delimitadas. La gráfica 28 presenta el sistema de gasoductos.

Los gasoductos de Transoccidente y Transcogás fueron inicialmente construidos como parte de los sistemas de distribución de las ciudades de Cali y Bogotá respectivamente. Sin embargo, a raíz de la modificación en la regulación, y dado que estos tramos no hacen parte de un sistema de distribución exclusiva sino que atienden adicionalmente a otros municipios, debieron convertirse en sistema de transporte (empresa independiente) en aras de atender el principio de transparencia y libre acceso

El sistema de transporte colombiano cuenta con aproximadamente 3,850 kilómetros de gasoductos, fuera de las líneas de distribución.

En la actualidad el transporte de gas natural juega un rol preponderante ante las condiciones existentes. El transporte es una actividad de arbitraje de los recursos de gas que se utilizan en los diferentes mercados. Así las cosas, el gas de La Guajira es competitivo únicamente en la Costa Atlántica mientras que el de Cusiana es competitivo en el interior del país. Lo anterior indica que no importa el costo de los recursos, éstos se utilizan según si la señal de transporte facilita su penetración en los mercados.

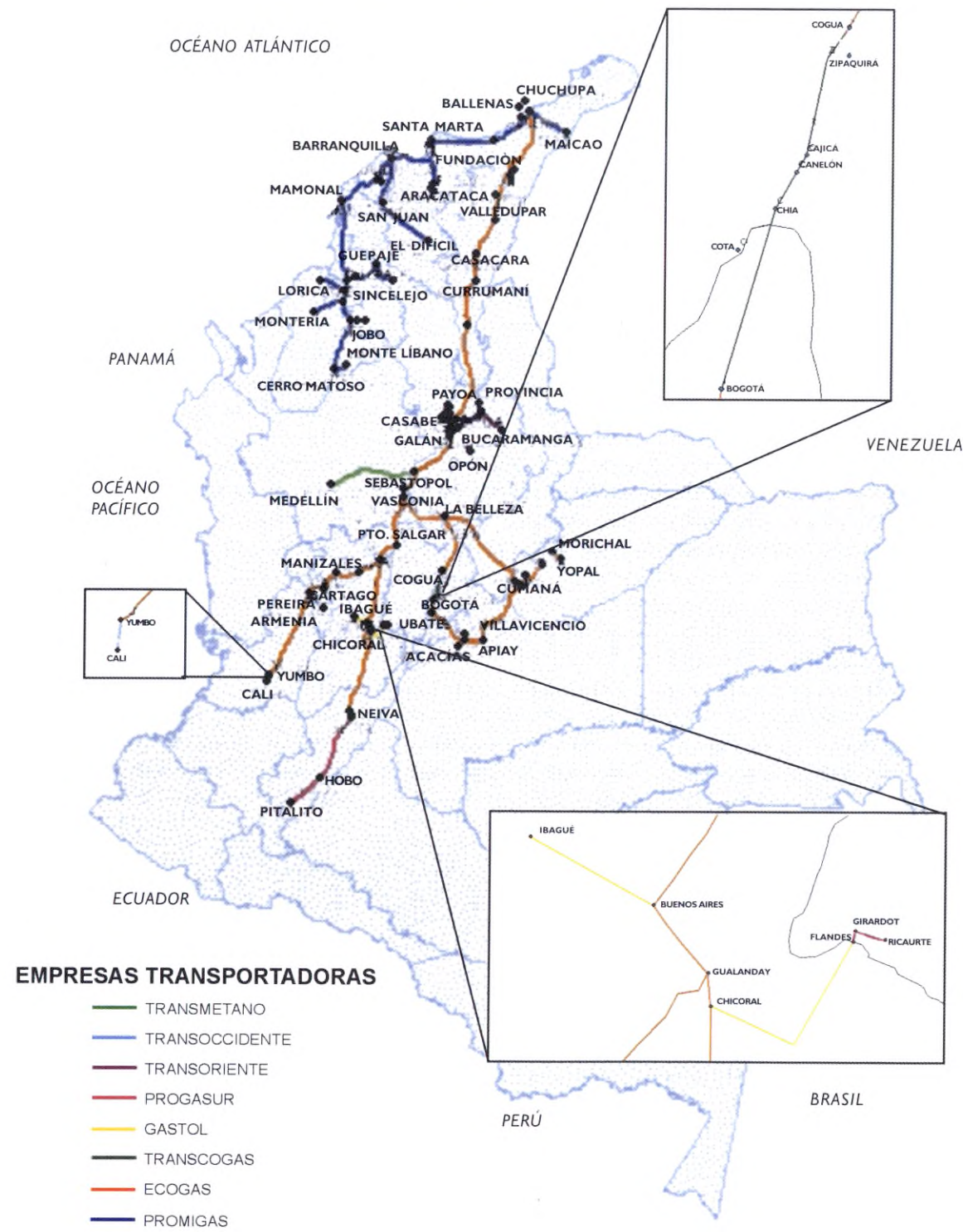
Esta situación le ha impedido al gas de La Guajira competir con Cusiana al sur de Barrancabermeja y a su vez no le permitiría al gas de Cusiana llegar en condiciones de competencia para atender el mercado de la Costa Atlántica. Esto hace que el mercado colombiano se comporte como dos submercados segmentados e independientes el uno del otro.

De otra parte, existe una gran incertidumbre de los volúmenes a transportar por parte de las empresas Promigás y Ecogas, debido en gran parte al consumo de gas para generación de electricidad, lo cual puede suscitar estrés en el sistema y por tanto pérdida eventual de presión y disminución de la capacidad de empaquetamiento, lo que a su vez puede originar dificultades para atender la demanda.

3.3 Distribución de Gas Natural

La actividad de distribución es ejercida actualmente por cerca de 27 agentes, atendiendo 407 poblaciones con 3'883,000 usuarios, que se distribuyen 98.4% en el sector residencial, 1.5% sector comercial y 0.07% sector industrial. De los casi cuatro millones de usuarios residenciales, el 85% pertenece a los

Gráfica 28
SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL



Fuente: UPME.

estratos menos favorecidos y en conjunto con los demás estratos permiten un cubrimiento efectivo del 66% a 31 de diciembre de 2005, de acuerdo con la información del Ministerio de Minas y Energía. En la tabla 8 se presenta la evolución estadística.

Tabla 8
EVOLUCIÓN DE USUARIOS

USUARIOS	2005	2004
Residenciales	3'821,905	3'508.510
Comerciales	58,201	56,134
Industriales	2,815	2,828
Total	3'882,921	3'567,472

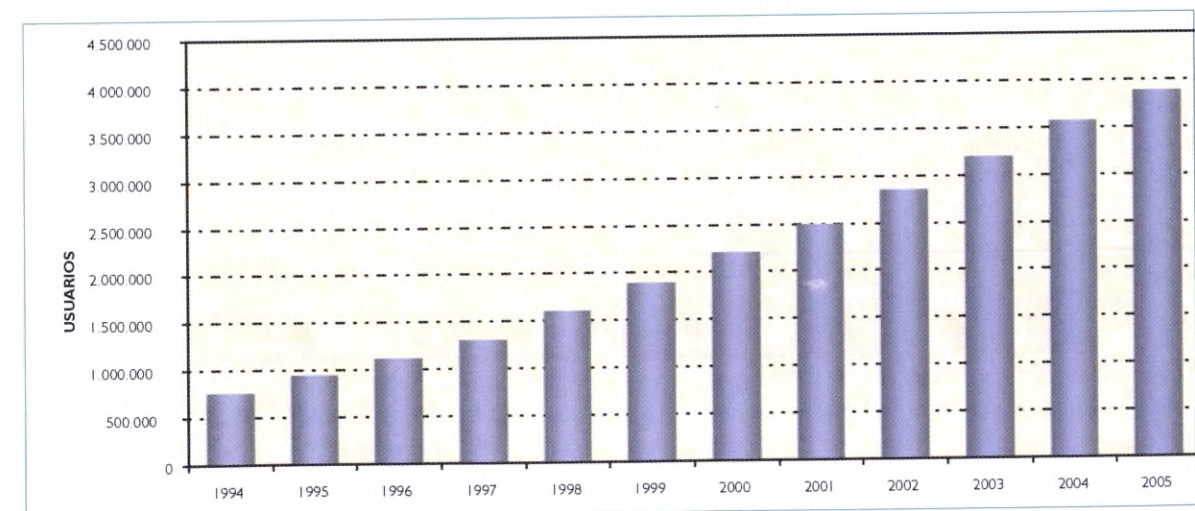
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

El número de usuarios residenciales creció un 8.9%, en tanto que los comerciales lo hicieron a una tasa de 3.6%, y los usuarios industriales disminuyeron en un 0.4%, equivalente a 13.

Doce años después de iniciado el plan de masificación del gas, la actividad de distribución de gas natural presenta un panorama general confortante, donde se aprecian altas tasas de crecimiento en cuanto a usuarios conectados a las redes de distribución, ubicando a Colombia como ejemplo en Latinoamérica.

Antes de la entrada en operación del sistema de transporte del interior del país, el número de distribuidores se mantuvo en 11, cambiando solamente la cobertura de esos distribuidores. En los años 1997 a 1999, cuando entró en operación el sistema de transporte del interior, el número de distribuidores se incrementó a 20. Desde esa fecha, los incrementos en el número de distribuidores han sido marginales y poco significativos en el total de usuarios y zonas atendidas, pues los siete nuevos distribuidores que se incorporaron al mercado desde 2002 han tenido desarrollos reducidos y cubrimiento conjunto de menos de 10.000 usuarios.

Gráfica 29
EVOLUCIÓN DE USUARIOS DE GAS NATURAL



Fuente: Análisis del Plan de Masificación del Gas.

Es importante anotar que entre cuatro distribuidores (Gas Natural, Gases de Occidente, Surtigás y Gases del Caribe) atienden el 64% del mercado, mientras que 9 agentes contribuyen con menos del 1% cada uno, y los 14 restantes son responsables del 33.4%.

La mayoría de las regiones donde el gas natural está presente ha alcanzado un cubrimiento importante, con índices mayores a 85%. Sin embargo existen zonas con baja penetración del servicio como Medellín en donde el cubrimiento es aún bastante bajo (43.6% potencial y 21.4% efectivo). En otros casos como Cali (Gases de Occidente) Sucre, Córdoba y Bolívar (Surtigás) y centro del Tolima (Alcanos), el cubrimiento efectivo es significativo, con porcentajes superiores al 55%.

En términos de cubrimiento de población y sus correspondientes estratos a 31 de diciembre de 2005, el sector residencial cuenta con la siguiente participación de usuarios:

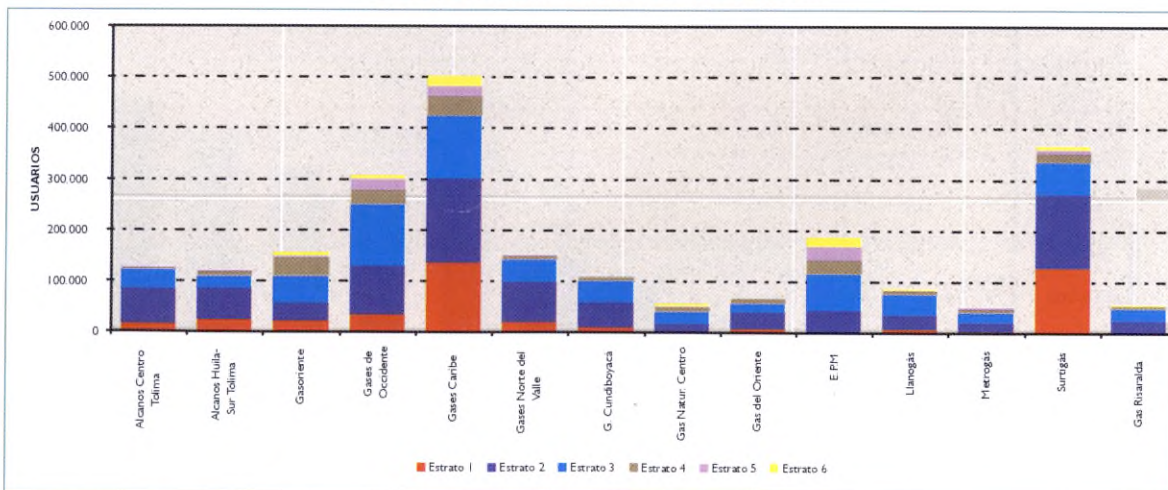
Estrato 1	580,629
Estrato 2	1'416,263
Estrato 3	1'251,335
Estrato 4	341,410
Estrato 5	142,212
Estrato 6	90,062

Lo anterior quiere decir que el cubrimiento del gas natural en los estratos 2 y 3 alcanza el 70% de los usuarios atendidos, en tanto que el estrato 1 participa con el 15.2%. Por su parte, el estrato 4 participa con el 8.9% del total y los estratos 5 y 6 representan el 6%, tema este último de vital importancia en lo referente a las contribuciones dentro del régimen tarifario tendiente a la solidaridad y redistribución del ingreso.

Este resultado en términos generales es el producto de una política de Estado en lo que se refiere al Plan de Masificación del Gas, la cual privilegió el suministro de gas a los estratos bajos de la población gracias al diseño de subsidios cruzados con los estratos con mayor capacidad de pago, de manera tal que se han podido atender los estratos bajos con tarifas favorables, sin tener que acudir a erogaciones estatales directas.

A continuación se presenta un resumen de la participación de las empresas y de los usuarios residenciales.

Gráfica 30
USUARIOS RESIDENCIALES POR ESTRATO



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

La gráfica no incluye a la empresa Gas Natural, ya que por el volumen de usuarios distorsiona la misma y no permite apreciar la participación de las demás compañías. Es manifiesto el desarrollo que la Costa Atlántica muestra en cubrimiento con sus empresas Gases del Caribe y Surtigás, lo mismo en el Departamentote del Valle donde hacen presencia Gases de Occidente y Gases del Norte del Valle. Especial mención merece Bogotá y su área de influencia, donde la empresa Gas Natural suministra el gas a 1'270,000 usuarios residenciales, de los cuales el 76% pertenecen a los estratos 2 y 3 y con la misma tendencia del país en lo que hace referencia a los estratos 5 y 6 que representan el 6%.

3.4 Áreas de Servicio Exclusivo para distribución

La rápida penetración y aumento en cobertura del gas natural en el sector residencial de algunas zonas específicas del país, se da debido al desarrollo de las llamadas Áreas de Servicio Exclusivo creadas mediante la Ley 142 de 1994 con el objeto de: i) permitir la masificación y extensión del servicio en municipios cuyos inmuebles residenciales pertenecían a estratos bajos, ii) equilibrar los consumidores obligados a pagar la contribución de solidaridad vigente con los pagos de subsidios a los consumidores con derecho a ello en el área definida como concesión exclusiva y iii) llevar el servicio de gas natural a zonas urbanas con baja densidad poblacional y de estratos bajos.

El alcance de la exclusividad considera que únicamente el distribuidor adjudicatario del contrato de concesión especial podrá prestar el servicio público de distribución de gas natural en el área geográfica objeto de la exclusividad. En cuanto a los grandes consumidores (100,000 PCD²⁰ desde el primero de enero de 2005) podrán conectarse libremente a un sistema o subsistema de transporte, pero no podrán conectarse a un sistema de distribución distinto del contratista del área de servicio exclusivo y deben ser usuarios exclusivos del concesionario los pequeños y grandes consumidores.

Con la aplicación de la norma se definieron seis áreas en dos zonas: Zona Occidente y Zona Centro Oriente, así: Norte del Valle, Quindío, Risaralda y Caldas en la primera zona y las de Centro y Tolima, y Altiplano Cundiboyacense. El Ministerio suscribió los respectivos contratos de concesión con las empresas que ganaron la licitación correspondiente.

En lo que se refiere a estas Áreas Exclusivas, la totalidad de la población atendida en 126 municipios asciende a 553,356 usuarios residenciales, aproximadamente 15.5% del consolidado nacional y su composición por estratos es la presentada en la gráfica 31.

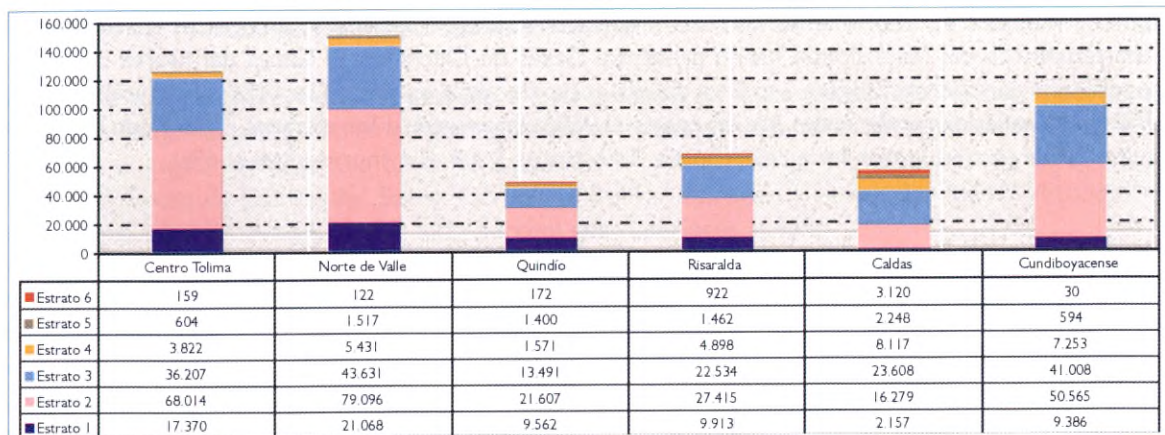
Los usuarios atendidos en los estratos 2 y 3 de las áreas de servicio exclusivo representan el 80% del conglomerado en las seis áreas y el 45.2% y 31.15% del total de usuarios en el país pertenecientes a estos estratos, mientras que el volumen de usuarios en los estratos 5 y 6 representa tan solo el 1.3% y 0.7% respectivamente. Estos resultados dan cuenta de las bondades de las Políticas de Estado en cuanto a la cobertura de la población de menores ingresos.

Las metas de cobertura definidas en los contratos de concesión ya fueron superadas desde el 2004, en 5 de las áreas de servicio exclusivo de gas natural.

La tabla 9 presenta la evolución de la cobertura del servicio de gas natural de los mencionados contratos de concesión al 31 de diciembre de 2005. La cobertura potencial muestra la relación de usuarios residenciales anillados con relación al catastro y la cobertura efectiva la de los usuarios conectados con relación al catastro.

²⁰ PCD: Pies Cúbicos Día.

Gráfica 31
USUARIO RESIDENCIALES EN ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO



Fuente: ITANSUCA.

Tabla 9
EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA EN ÁREAS EXCLUSIVAS DE SERVICIO

	2003	2004	2005
Cobertura efectiva			
Zona Occidente	42.21%	52.16%	53.25%
Zona Centro Oriente	48.69%	51.92%	56.21%
Total	44.65%	52.06%	54.47%
Cobertura potencial			
Zona Occidente	75.18%	81.91%	80.02%
Zona Centro Oriente	75.47%	78.70%	79.58%
Total	75.29%	80.59%	79.84%

Fuente: ITANSUCA.

Finalizado el 2005 las áreas de servicio exclusivo contaban con una cobertura potencial de 79.8% que corresponde a 812,489 viviendas anilladas y una cobertura efectiva de 54.5% que corresponde a 554.301 usuarios conectados. Los niveles más altos de cobertura potencial y efectiva los reportaron Valle del Cauca con 83.4% seguido de Quindío con 71.4%; las áreas de menor cobertura potencial son Risaralda y el Altiplano Cundiboyacense.

Las áreas de Caldas, Quindío, Risaralda y Norte de Valle ya alcanzaron el cubrimiento mínimo exigido al octavo año del contrato de concesión y dieron cumplimiento a las obligaciones establecidas en dichos contratos. El área de Centro Tolima, aún cuando no ha llegado al octavo año, también ya dio cumplimiento con las obligaciones adquiridas, mientras que el área Cundiboyacense no ha alcanzado el compromiso adquirido en términos de cobertura, pero tampoco se ha llegado al periodo establecido para cumplir los compromisos.

3.5 Consumo de gas natural en Colombia

Durante los últimos cinco años el desarrollo del sector del gas natural ha tenido un crecimiento constante, constituyéndose en uno de los objetivos de política energética más importantes y aumentando su participación porcentual en el consumo final de energía.

El crecimiento del consumo total ha sido determinado esencialmente por el comportamiento hidrológico, debido a que en los meses de menos lluvias la generación eléctrica del país es respaldada por las generadoras térmicas, principalmente las de gas ciclo combinado.

Existen dos mercados claramente definidos, asociados con la infraestructura de transporte y la de suministro. La Costa Atlántica con más de 15 años de historia, utiliza el gas natural para la generación de electricidad en una proporción del 48.3%, la industria lo hace con una participación del 33%, y el doméstico usa el 9% de ese mercado.

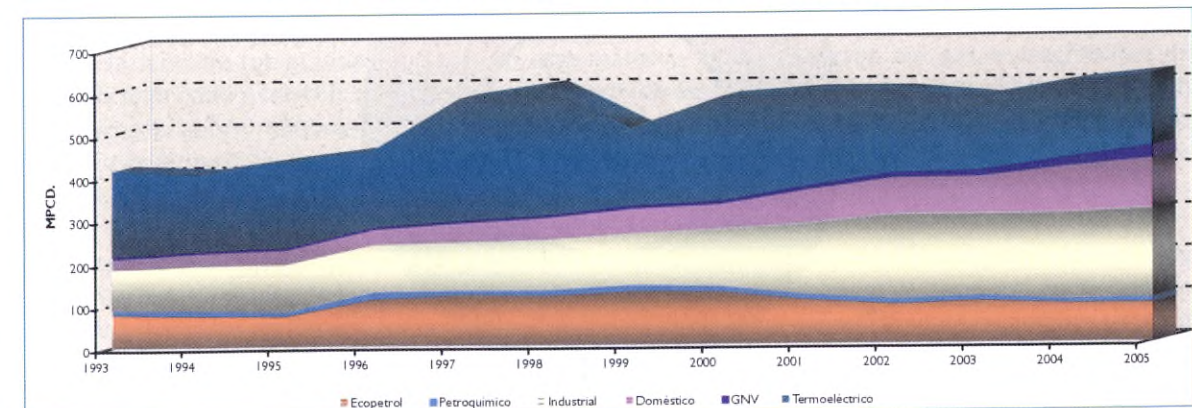
En el interior del país el consumo de gas ha tenido un comportamiento homogéneo, presentando una tasa promedio de anual del 10.5%, resultado de la labor conjunta tanto del sector privado y de los usuarios, como del gobierno en la coordinación e implementación tendientes a promover el uso de este energético en todos los sectores de consumo.

El comportamiento sectorial de consumo señala a los sectores industrial y termoeléctrico como los mayores demandantes de gas natural con un alto dinamismo en los sectores doméstico y GNV (gas para el sector transporte). El consumo de gas natural por parte de ECOPETROL se ha mantenido a lo largo del periodo y constituye el eje de compensación de los incrementos marginales de consumo en otros sectores.

El consumo de gas natural en el país llegó a una cifra de 651 MPCD en 2005 siendo 5.6% superior al consumo en 2004 (5616 MPCD), según se presenta en la gráfica 32. Se destaca el sector industrial debido principalmente a que el gas natural se ha convertido en un combustible competitivo debido a los altos precios del petróleo; esto también ha conllevado a la sustitución de combustibles en el sector transporte con el GNV, el cual comienza a mostrar una participación en aumento.

El consumo en el sector termoeléctrico es uno de los más dinámicos, explicado por el uso creciente de la tecnología de ciclo combinado debido a su eficiencia. Esto refleja el hecho de que la mayoría de la nueva capacidad de generación instalada se efectuara con gas natural.

Gráfica 32
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA



En los últimos cinco años el comportamiento ha sido estable, debido a que no se han presentado condiciones climáticas secas adversas para la generación de electricidad. En la gráfica 32 se puede ver cómo en 1997 se tiene un pico de consumo en este sector, debido principalmente al fenómeno del niño que afectó la hidrología del país en ese año.

El sector doméstico representa una porción mediana del mercado de gas mostrando crecimientos altos que evidencian el éxito en la sustitución de energéticos particularmente en cocción y calentamiento de agua. Durante el 2005 el gas natural logró cubrir el 18.7% de la demanda residencial, históricamente cubierta en más de la mitad por electricidad. El sector el gas natural ha presentado un crecimiento sostenido del 9.6% promedio anual durante el último quinquenio, situación dada no sólo por el efecto sustitución, sino como respuesta al crecimiento de la población que tiene acceso a los energéticos y puede decidir entre las ventajas de usar uno u otro.

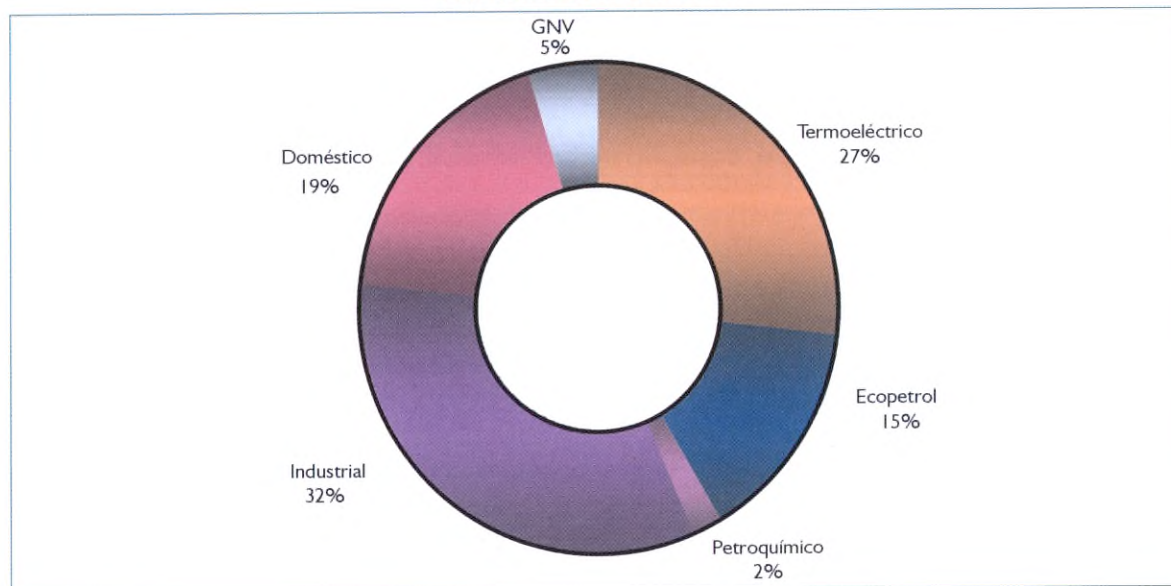
El sector industrial, a pesar de ser el mayor demandante de gas con un crecimiento promedio anual de 11.8%, presenta gran variabilidad de un año a otro y ha fluctuado con los precios de los demás energéticos que conforman la canasta en el sector industrial.

El crecimiento en el consumo de los dos últimos años respondió en buena medida al comportamiento de PIB industrial que fue compartido por la mayoría de las ramas de la actividad manufacturera, pese al incremento de los precios del gas natural. Se destaca el consumo en el interior del país, el cual pasó de 36 MPCD en el 2000 a 108 MPCD en el 2005, a un ritmo de crecimiento promedio anual de 29.1%, no obstante, el descenso en el consumo durante el 2001 y 2002 como consecuencia de la retracción del PIB.

Comparativamente, el consumo en la costa se ha mantenido en un mismo nivel, mientras que para el interior el crecimiento ha sido sostenido. La participación sectorial durante el 2005, se presenta en la gráfica 33.

El sector de mayor dinamismo es el transporte, que ha duplicado sus consumo en los últimos 5 años gracias a los programas en curso adelantados en forma conjunta por los agentes de esta cadena, y viene incursionando en las grandes ciudades como solución a problemas de contaminación y sobre todo, a una política de precios que reflejan escasez de recursos.

Gráfica 33 PARTICIPACIÓN SECTORIAL



3.6 Gas Natural Vehicular

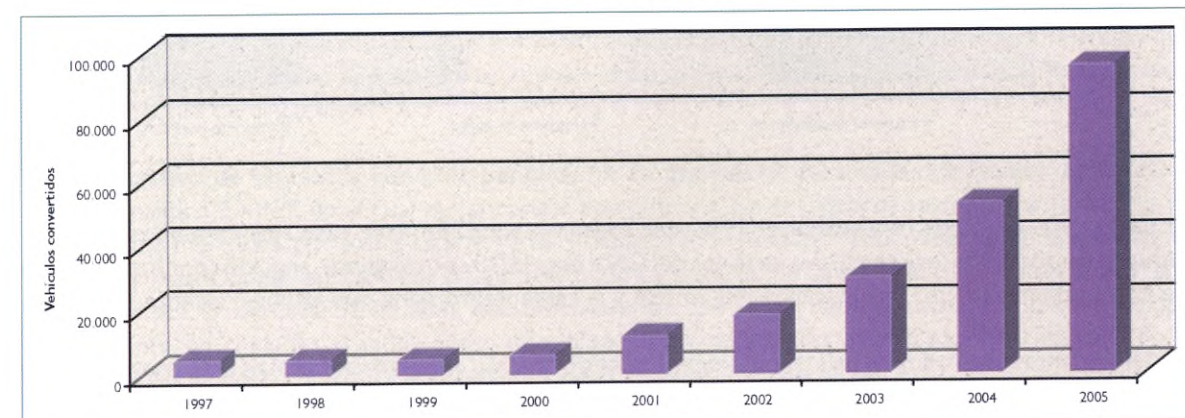
La utilización del gas natural como combustible vehicular en Colombia se remonta a los primeros años de la década del noventa en la Costa Atlántica. En el interior del país su desarrollo se inicia en 1999, cuando se establece una política plena de sustitución de combustibles, logrando importantes avances para consolidar el GNV como una alternativa de transporte.

Esto se ve reflejado en los resultados alcanzados al finalizar el 2005, que muestran conversiones de 42,780 vehículos para un total acumulado de 95,917 con un consumo promedio de 30.1 MPCD, al igual que un aumento importante en la infraestructura de suministro, que ya suman 144 estaciones de servicio y más de 175 talleres de conversión a lo largo del país.

En el país se viene desarrollando un programa de incentivos en la conversión de vehículos que varía entre \$400,000 y \$1,000,000 por vehículo, de acuerdo con la información suministrada por ECOPEPETROL. En la gráfica 34 se presenta la evolución de conversión de vehículos, cuyos resultados en los últimos años descansan en el programa de incentivos.

Considerando que la tasa de crecimiento de conversiones es superior al crecimiento de nuevas estaciones, es necesario incrementar la infraestructura de suministro para evitar congestionamiento en algunas ciudades, donde el número de carros convertidos se incrementa aceleradamente.

Gráfica 34 EVOLUCIÓN DEL VEHÍCULOS CONVERTIDOS



Fuente: Revista Gas Vehicular.

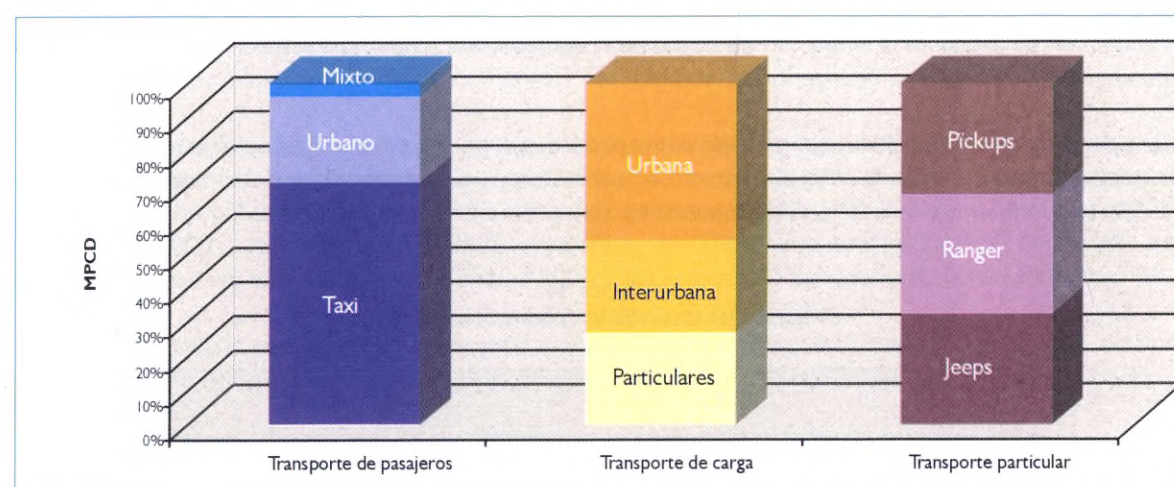
Sin duda, uno de los grandes avances en esta materia, es la utilización del gas en segmentos de transporte privado y vehículos grandes para transporte de carga. Conforme con los resultados alcanzados en el estudio sobre mercado de combustibles y GNV realizado a finales del 2005, el GNV ha ganado importante espacio en los distintos segmentos de transporte a nivel nacional, tal como se presenta en la gráfica 35.

El transporte de pasajeros, que tiene un mercado importante y representa el 65.4% del gas total consumido para movilizar vehículos, incluye los taxis, distintos tipos vehículos urbanos y la categoría de mixtos. En todos los mercados regionales, los taxis son vehículos empleados fundamentalmente en ámbitos urbanos y metropolitanos, concentran los mayores consumos de GNV participando con el 70.8%, seguidos del segmento urbano de pasajeros con 25.1% y colectivos mixtos con 4.02%.

Se espera que en el futuro el transporte de pasajeros en las grandes ciudades participe en mayor proporción de la canasta energética, gracias a las nuevas opciones tecnológicas como los buses con motor a gas, ya probados en distintas capitales colombianas. Los resultados de un estudio adelantado recientemente, muestran tanto bondades técnicas, como económicas que permiten concluir que los buses articulados y alimentadores como los utilizados por el sistema Transmilenio de Bogotá, pueden operar satisfactoriamente con gas natural.

El segmento de transporte particular ha adquirido también una fuerte presencia con el 16.2% de la demanda interna. Como es de esperarse, los vehículos de mayor cilindraje y/o empleo productivo han captado una importante porción del mercado en rangers y camionetas mayores con el 35.1%, jeeps el 32.6% y pickups el 32.3%

Gráfica 35
DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS POR SEGMENTO DE TRANSPORTE



El transporte de carga representa el 17% del consumo total. En este caso, los camiones de carga particular y obras son los principales usuarios del GNV con 46.1% en conjunto, seguidos por los camiones de carga urbana con una participación del 26.9% y la carga interurbana que también alcanza un 26%.

Recientemente se introdujo al país la tecnología de transformación de motores diesel a GNV, convirtiéndose en una opción económica viable para el transporte de carga, generada por el alto costo del diesel y menores costos de operación y mantenimiento. Esto facilitará un mayor cubrimiento del mercado de GNV y un impulso a la industria del gas, así como una adecuada utilización de la oferta energética colombiana.

3.7 Proyecciones de demanda de gas natural

En la próxima década será de suma importancia para el país mantener y desarrollar acuerdos para el comercio internacional en materia de gas natural, con el propósito de atender el ritmo de crecimiento en el consumo, en caso de que no se puedan incorporar reservas suficientes para atender la demanda interna.

Se estima en el escenario base que la demanda crecerá a una tasa del 6.1% promedio anual hasta el 2015, al pasar de 628 MPCD en 2005 a 1,095 MPCD en 2015, la cual responde a factores tales como el crecimiento de la población, el consumo industrial, la sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte y el cierre de ciclos en las plantas de generación eléctrica.

En todos los sectores se estima que los niveles actuales de consumo se mantengan y que en la mayoría aumente. El sector de generación eléctrica soportará el mayor crecimiento con una tasa promedio anual de 10.6% de esta manera sus requerimientos ascenderán a 350 MPCD en el 2015. El sector de GNV absorberá el 7.5% del consumo en el mercado nacional al final del periodo con un volumen de 80 MPCD.

Las proyecciones de demanda se hacen empleando dos tipos de modelos: los econométricos y los analíticos. Estos últimos miran las condiciones del mercado y "deciden" cómo satisfacer la demanda bajo restricciones o preferencias (condiciones de frontera) teniendo en cuenta variables tecnológicas y de mercado.

La proyección de demanda hecha por la UPME en marzo de 2006, considera el consumo nacional de gas natural en dos grandes regiones: Costa Atlántica e interior del país, con un horizonte que va desde 2006 hasta 2020. Los supuestos incluidos hacen referencia a precios, oferta, tecnología y la demanda del sector eléctrico que se obtiene con la simulación de las operaciones del sistema eléctrico mediante el modelo MPODE²¹.

La demanda del sector residencial se estimó utilizando modelos analíticos que proyectan consumos de cada uno de los municipios y poblaciones con servicio de gas natural a partir de la cobertura, el consumo promedio por usuario y la penetración estimada del gas natural en cada región. Una vez obtenida la demanda de cada municipio se agrega a nivel regional y nacional.

Se presentan dos escenarios de demanda que se diferencian por la cobertura final y la velocidad de penetración del gas natural en los mercados. El escenario base parte de curvas estimadas de penetración del gas natural para cada distribuidor que son aplicadas a las poblaciones de su jurisdicción, mientras que el escenario alto supone un programa que impulse el uso del gas residencial alcanzando coberturas altas en un horizonte de cinco años.

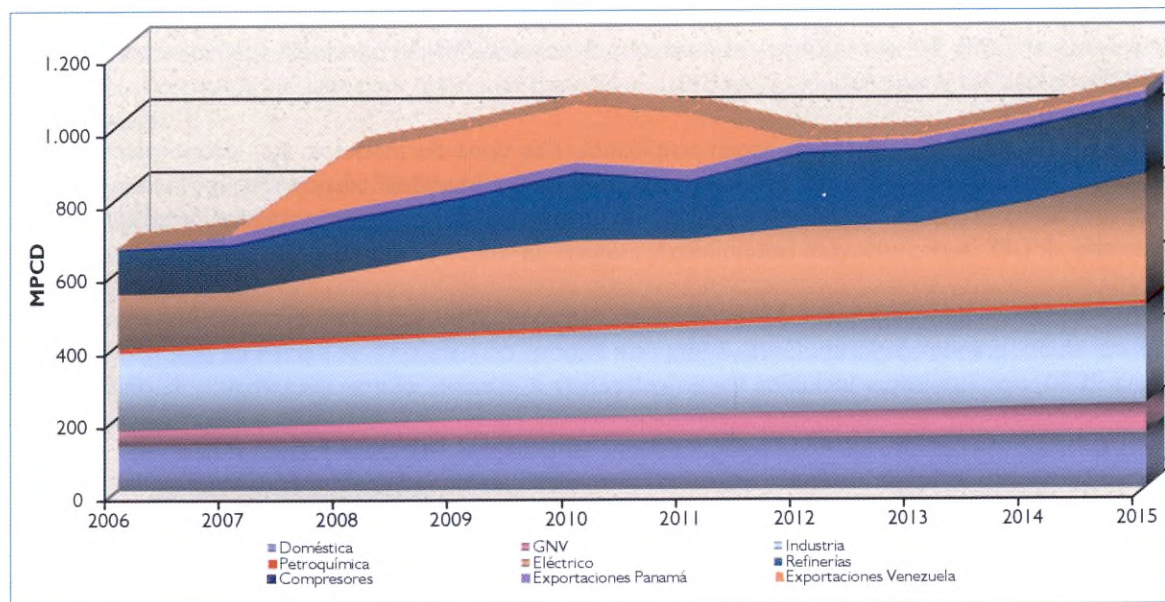
Con el objetivo de simular la curva de penetración de gas natural para cada distribuidor, se utilizó el modelo analítico ENPEP, en el cual el gas natural compite con los energéticos sustitutos en cada uno de los diferentes mercados, por costos de energía útil y considerando variables económicas, de comportamiento humano, y restricciones e incentivos de infraestructura y política. En este modelo compiten el GLP y el gas natural por el mercado de cocción, esto considerando que el GLP es el principal competidor del gas natural tanto en ciudades grandes como pequeñas para este servicio energético. En relación con el precio del gas se aplicó la regulación vigente a 2006, establecida para tal fin.

El escenario de demanda en el sector residencial parte de la utilización de curva típica de penetración estimada para cada uno de los distribuidores y aplicada a las poblaciones propias de cada empresa, con un nivel de cobertura calculado a partir del comportamiento histórico. Se estimó el consumo medio de los usuarios residenciales para cada región y distribuidor.

La demanda del sector comercial se estimó utilizando modelos analíticos que proyectan el número de usuarios y su demanda en cada población a partir de la información suministrada a la UPME por las empresas distribuidoras. Considerando que la actividad comercial está ligada al crecimiento del sector residencial, se utilizaron las mismas tasas de crecimiento obtenidas para el sector residencial.

²¹ Modelo de Proyección de Demanda de Energía.

Gráfica 36
DEMANDA DE GAS NATURAL CASO BASE



En el sector industrial se empleó el modelo ENPEP para simular la competencia del gas natural frente al carbón, el fuel oil, el crudo de rubiales y otros derivados; fue posible separar la demanda por regiones, en la cuales hay diferentes disponibilidades y precios de los energéticos.

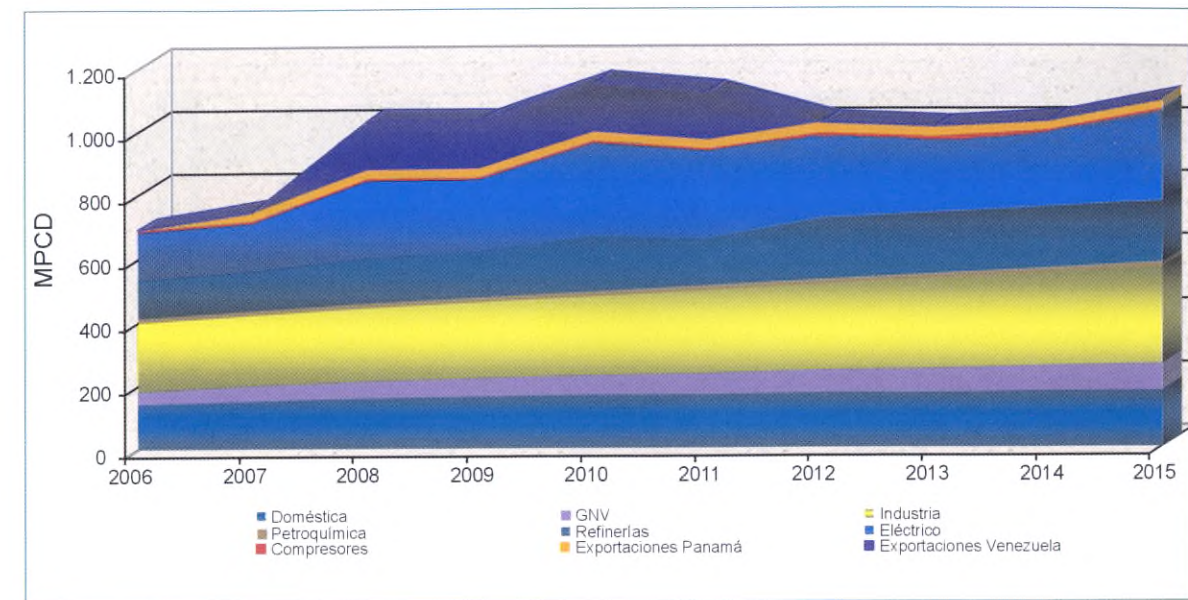
Para el Gas Natural Vehicular se diseñó una red energética especial en el ENPEP, donde compiten Gasolina, ACPM y GNV en los distintos modos de transporte de carga y pasajeros. No ha sido posible tener modelos regionales, pero se discrimina entre transporte urbano e interurbano.

El análisis realizado en el sector eléctrico en el escenario base consideró un escenario medio de demanda de energía eléctrica con una serie hidrológica promedio, la cual es convertida a demanda eléctrica y posteriormente a volumen de gas.

En la gráfica anterior se incluyen adicionalmente exportaciones a Panamá en el corto plazo en volúmenes cercanos a los 27 MPCD de gas natural comprimido en barcazas, para un proyecto de generación eléctrica en Colón. No obstante, a más largo plazo se estima que el proyecto puede ampliarse a 90 MPCD. Solamente si la oferta de gas doméstico incluye las ampliaciones y el desarrollo de nuevos campos, se contaría con los excedentes suficientes para garantizar el suministro a Panamá hasta por lo menos el 2015.

Igualmente se presenta la posible interconexión con Venezuela que contempla inicialmente exportaciones de gas de Colombia hacia Venezuela de hasta por 150 MPCD por un período de cuatro años. Luego de revertirse el gasoducto, Colombia pasaría a importar gas de Venezuela. En el mejor de los escenarios planteados, Colombia dispondría de un excedente promedio del orden de 220 MMPCD entre los años 2008 y 2013, con lo cual se podrían garantizar las exportaciones hacia Venezuela. Sin embargo, si no se concretan nuevos desarrollos de campos en o nuevos descubrimientos, no se puede asegurar un volumen de gas para exportación.

Gráfica 37
DEMANDA DE GAS NATURAL CASO ALTO



El escenario alto de demanda de gas presentado en la gráfica 37 supone un importante programa de masificación del gas natural en el sector residencial en todo el país, que impulsa el aumento de la cobertura a los niveles promedio alcanzados por las ciudades capitales con mercados consolidados (90% de cobertura efectiva) en un periodo de cinco años.

En el caso del sector industrial se asumió que el crudo Rubiales se acota en un máximo de 10,000 barriles por día. Para el escenario alto de demanda de gas, el sector eléctrico tuvo en cuenta una serie hidrológica seca con lo cual las plantas de generación térmica operan un tiempo mayor, lo que se traduce en mayores requerimientos de gas. Luego se convierte en demanda eléctrica y posteriormente a volumen de gas.

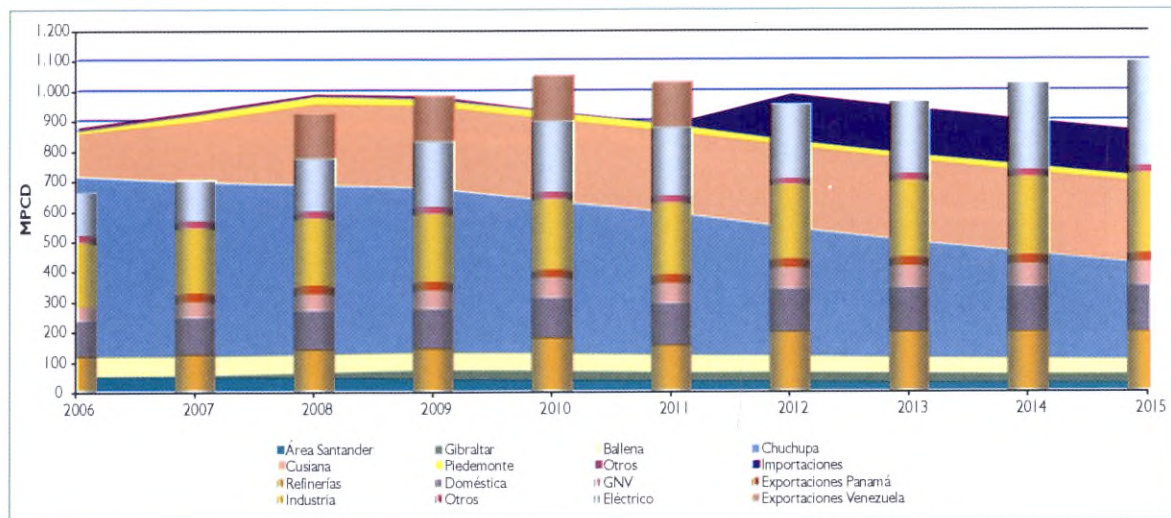
La diferencia entre los dos escenarios de demanda gas, corresponde básicamente al incremento de la generación térmica por disminución en la disponibilidad de agua. En los demás sectores de consumo, el GNV concentra las mayores tasas de crecimiento, incluso sin considerar sistemas de transporte masivo a gas, seguido del sector doméstico.

3.8 Balance oferta demanda

En este aparte se presenta el balance nacional de gas natural, el cual corresponde al de oferta disponible y demanda del caso base. Según los análisis realizados, la oferta interna permite atender los requerimientos de demanda incluidas las exportaciones a Venezuela y Panamá hasta el 2009. A partir de este año se proyecta un desbalance de gas natural de aproximadamente 135 MPCD hasta el 2012.

La gráfica 38 reproduce una imagen de la situación de oferta y demanda para los próximos 10 años, cuyos supuestos no involucran adición de oferta por cuenta de nuevos hallazgos.

Gráfica 38
BALANCE DE GAS NATURAL



Una de las opciones para hacer positivo el balance y mejorar la oferta, es el desarrollo temprano de Gibraltar, con volúmenes superiores a los previstos actualmente. Otra alternativa será la de incrementar la producción de Cusiana en caso de no viabilizarse la construcción de la planta para producción de combustibles líquidos. La situación más deseable es la de incorporar nuevas reservas cuyos aportes son fundamentales para revertir la situación deficitaria y alcanzar excedentes en la producción de gas natural.

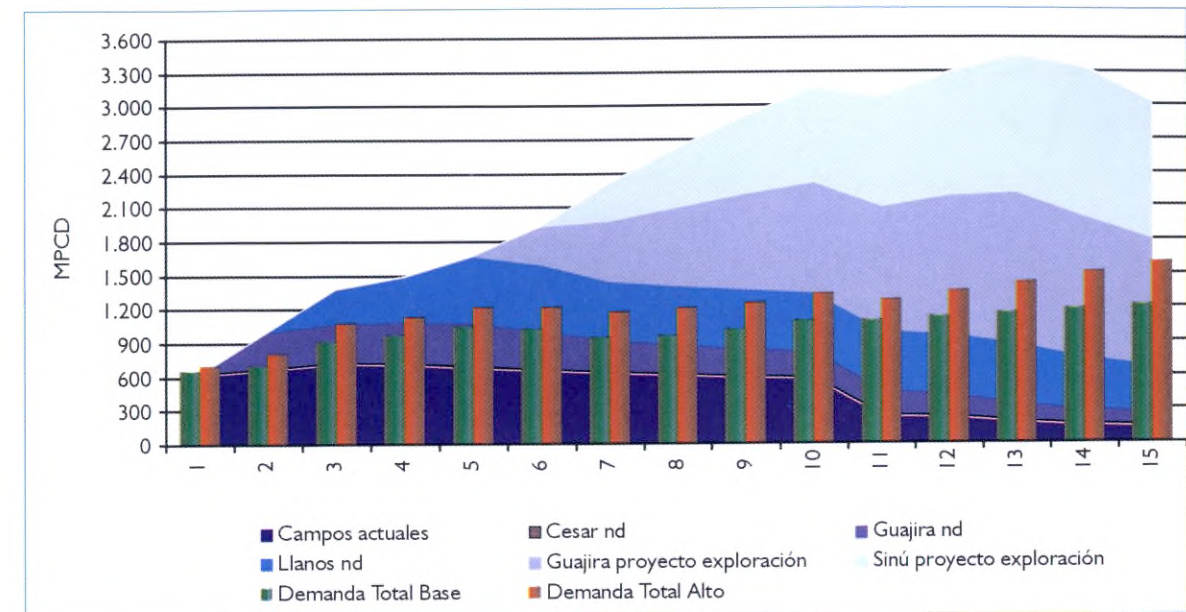
Si bien no es fácil pronosticar a corto y mediano plazo la demanda y la producción de gas natural, es aún más difícil realizar un balance prospectivo, cuando el mayor demandante de gas es el sector de generación de electricidad y los intercambios con otros países, por tratarse de variables que pueden estar sometidas a fluctuaciones continuas que pueden llegar a ser significativas.

Para que exista un equilibrio en la prospectiva es necesario mencionar que la infraestructura de transporte debe contar con la capacidad suficiente y oportuna para atender los requerimientos. En este orden de ideas, será obligatorio ampliar la capacidad de transporte principalmente del interior, por cuanto será el Campo de Cusiana el que atienda este mercado.

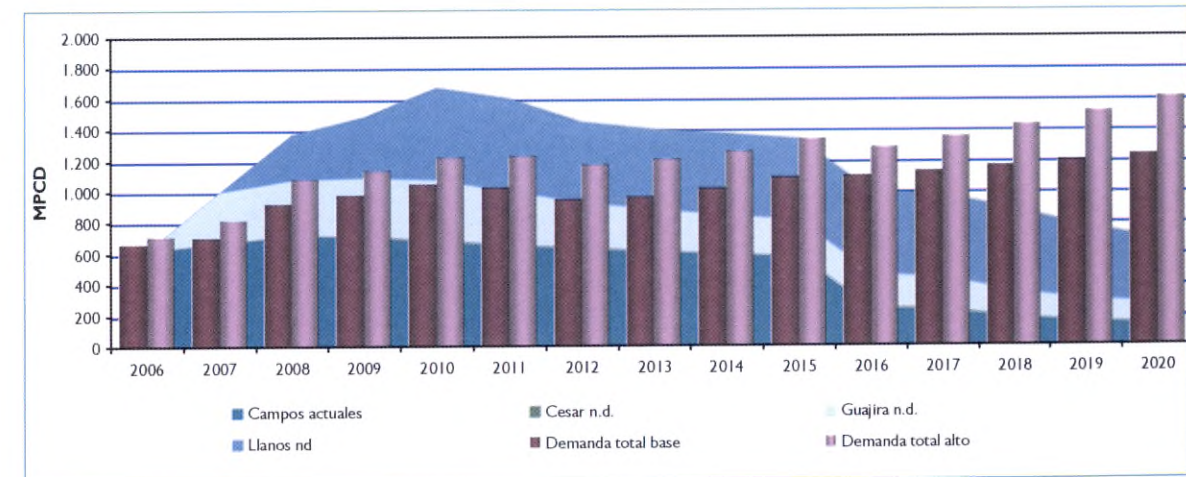
En términos generales, el balance futuro del gas natural dependerá de otros factores que incluyen los resultados de la política exploratoria, la regulación del sector, el desarrollo de nuevos proyectos y la interconexión con otros países, razón por la cual y para un mayor entendimiento, se pueden construir diferentes escenarios con supuestos distintos sobre la base de nuevos hallazgos y escenarios de demanda cuyos crecimientos superen la historia.

La gráfica 39 presenta el balance de gas natural en el escenario de oferta sesgo al gas mencionado en el segundo capítulo. Se puede apreciar que la incorporación de reservas del orden de 22.6 TPC permitiría al país no sólo atender la demanda interna sino el desarrollo de proyectos como GTL y/o, GNL con los excedentes de producción, aparte de la virtud de extender las regiones productoras de gas.

Gráfica 39
BALANCE DE GAS NATURAL EN ESCENARIO DE OFERTA SESGO AL GAS



Gráfica 40
BALANCE DE GAS NATURAL EN ESCENARIO DE OFERTA SESGO AL PETRÓLEO



Otro de los ejercicios realizados incluye el balance de gas natural bajo un escenario de incorporación de reservas de 10 TPC correspondiente al denominado sesgo al petróleo del capítulo anterior. La gráfica 40 presenta los resultados obtenidos.

Este ejercicio muestra capacidad suficiente para atender los requerimientos internos, así como para estudiar el desarrollo de proyectos que permitan monetizar reservas principalmente en el interior del país.

453.
127.
95.00
26.00
22.00
22.00
53.

CAPÍTULO 4
PRECIOS

4 PRECIOS

La regulación de precios para la prestación del servicio de gas natural es definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, entidad a quien se le delegó la función a través de la Ley de Servicios Públicos (142 de 1994) en donde se definió que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

Teniendo en cuenta las características de cada actividad la CREG ha definido los siguientes esquemas de precios:

1. Precio boca de pozo
2. Transporte
3. Distribución
4. Comercialización
5. Gas natural vehicular

4.1 Regulación de los precios en boca de pozo

Teniendo en cuenta lo definido en la regulación, se fija un precio máximo de entrada de troncal para:

- Campos existentes antes de 1995.

Corresponden a las resoluciones 039 de 1975 (modificada recientemente por la Resolución CREG 119 de 2005 cuya indexación pasa a ser con el índice New York Harbor Residual Fuel Oil) y 061 de 1983 expedidas por la desaparecida Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural en donde se asocia el precio a la variación de precios de fuel oil de exportación, y se da una nueva alternativa definiendo como mecanismo de indexación el WTI; solamente fue acogida por campos de menor tamaño. Adicionalmente se establecía liberación de precios en el 2005 dependiendo el nivel de competencia, lo que no ocurrió por cuanto la CREG consideró no cumplido el requisito. Solamente se dio una liberación parcial para el caso de Cusiana, con la construcción de la planta de tratamiento mayor a 180 MPCD.

- Campos posteriores a 1995, precio libre.

Los precios en las tres últimas décadas han tenido un efecto "péndulo", en donde se inició con un nivel cercano a los 2 US\$/MBTU en los ochenta, para después caer a valores de 0.70 US\$/MBTU en los noventa, y en los últimos años nuevamente retornando a precios cercanos a los 2 US\$/MBTU, que son máximos históricos.

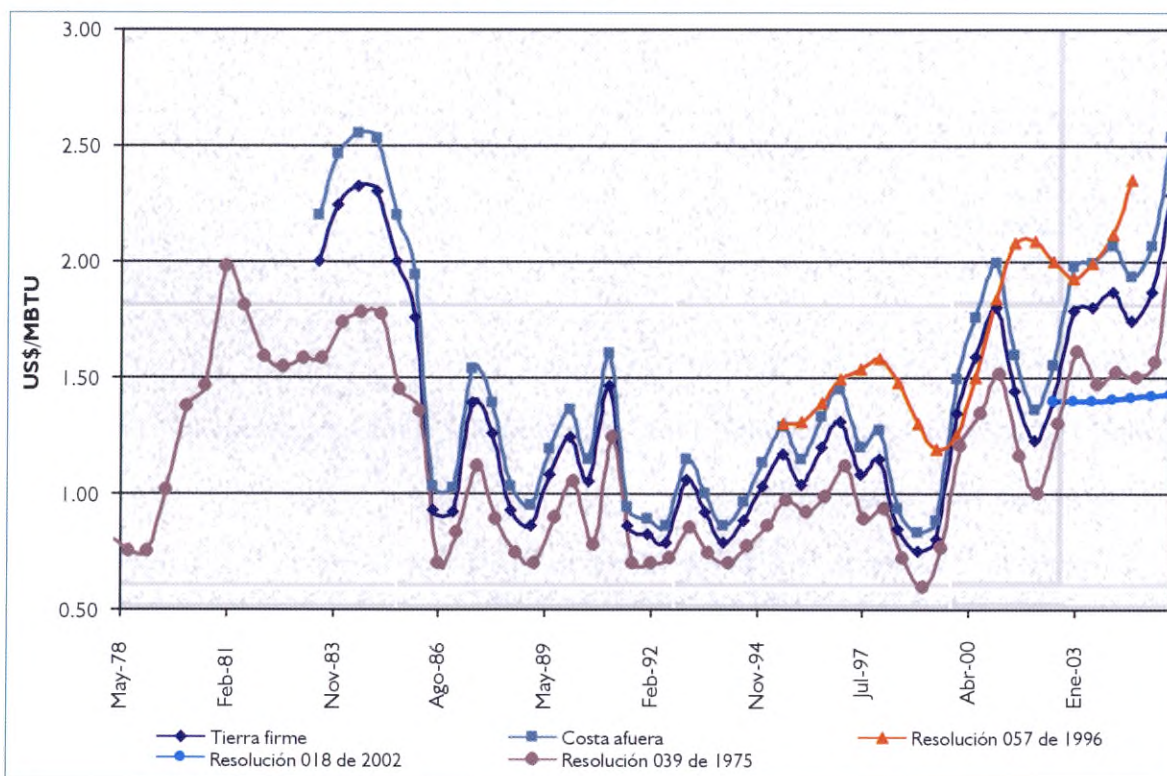
Sin embargo, estos precios en términos de pesos colombianos se han visto atenuados por la revaluación de la moneda que se viene presentando hace cerca de dos años. La Resolución 057 de 1996 que tiene un mecanismo de indexación con el precio del WTI, ha tenido un comportamiento más estable. Sin embargo, esta sólo fue acogida por un campo de menor tamaño (Payoa).

La Resolución 018 de 2002 que aplica únicamente a los campos de Cusiana y Cupiagua, en el caso de volúmenes de entrada en troncal de 180 MPCD, presenta un comportamiento de precio estable. Sin embargo, con lo establecido en la Resolución 119 de 2005, se estableció un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte es superior a 180 MPCD.

Esta misma resolución definió una nueva fórmula para la determinación de los precios máximos en boca de pozo de los campos de La Guajira y Opón, pero también determinó precios libres sin sujeción a tope máximos bajo el régimen de libertad vigilada, para el resto de campos de producción.

Gráfica 41

COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS MÁXIMOS EN BOCA DE POZO



Mantener la señal de precios controlados para el gas de la Guajira podría limitar el emprendimiento de nuevas actividades exploratorias en la zona que resulten en el descubrimiento de nuevos campos de gas natural con precio libre según la regulación vigente, debido a que éstos se verían obligados a competir con el campo Guajira de precio regulado.

Debe anotarse que los costos de desarrollo de los nuevos campos seguramente serán superiores a los actuales costos de producción de gas Guajira, debido a que éstos se encontrarían igualmente mar adentro, lo cual implicaría inversiones adicionales para su puesta en producción.

Bajo esta consideración será necesario buscar mecanismos que se constituyan en alternativas de largo plazo para que nuevos descubrimientos puedan desarrollarse comercialmente, y adicionalmente se elimina la incertidumbre de que por la vía de nuevas disposiciones regulatorias se posponga indefinidamente la aplicación del esquema de liberación de precios.

4.2 Regulación de los precios de transporte

Para la determinación de los cargos de transporte se han utilizado las siguientes metodologías: i) primer período tarifario (Res. 057 de 1996): se adoptó un sistema de costos por distancia, para el caso de los gasoductos del interior, referenciado a un cierto nodo con respecto del cual se asumía como nodo de transacciones entre productores y compradores, para lo cual se definieron cargos de accesos y salida; para el gasoducto de la Costa se tenía definido un esquema estampilla, y ii) segundo período tarifario (Res. 001 de 2000): tarifas de transporte por sistema, con base en el costo medio de largo plazo que se fija en función de la firmeza de los contratos, tomado como base la valoración de los activos y los costos eficientes de AOM²².

El costo total del transporte se define como la sumatoria de los cargos por los distintos tramos del gasoducto que debe recorrer el gas natural. Dichos cargos de paso remunerar los siguientes conceptos: cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión, cargo fijo para remunerar los gastos de AOM y dos tarifas estampilla que tienen por objeto remunerar parte de la inversión en el sistema de gasoductos troncales y ramales.

La característica de esta metodología de determinación de los cargos de transporte está en la señal de distancia, la cual se aproxima a lo que ocurriría en un mercado de competencia donde las tarifas reflejan los costos de prestación de los servicios. La consecuencia de esta situación es que el gas cuesta más a medida que los centros de demanda están localizados a distancias mayores de los campos de producción como ocurre con los mercados de Bogotá, Medellín y en particular el Occidente.

Esta metodología flexibilizó la contratación del transporte al introducir el concepto de las parejas de cargos, la cual permite que el cliente proponga la combinación de cargo fijo y variable que más se ajusta a su curva de carga. Debe anotarse que cada pareja de cargos debería ser indiferente para el transportador por cuanto, si bien el nivel de riesgos cambia de una pareja a la otra, éste se ve compensado por la tarifa, la cual se incrementa a medida que se tiene una pareja de cargos con una componente variable mayor en porcentaje.

Sin embargo, podría eventualmente configurarse una facultad discrecional de un transportador el aceptar o no propuestas de parejas de cargos, por ejemplo 0% Fijo y 100% Variable para aquellos consumos con menor probabilidad de ocurrencia o con una curva de carga baja. En esencia, un remitente debe ser autónomo en la decisión respecto a la pareja de cargos que desea aplicar al contrato, con base en el criterio de que el transportador debe ser neutral frente a la gama de parejas de cargos que la norma pone a consideración de los agentes para la celebración de los contratos de transporte.

²² AOM: Administración, Operación y Mantenimiento.

De acuerdo con la estructura tarifaria definida en la Resolución CREG 011 de 2003, en el costo de transporte se deben incluir también los pagos por conceptos de impuesto de transporte y otras contribuciones relativas al mismo. Al respecto se tienen los siguientes: Impuesto de Transporte y Fondo Especial Cuota de Fomento.

La expansión del sistema de transporte de gas está basada en el esquema de contratos o "contract carriage" mientras que el del sistema eléctrico se fundamenta en el concepto de "common carriage" o transportador común, donde la expansión se planifica centralmente y el servicio de transporte se paga mediante una tarifa tipo estampilla. Tal situación implica que la expansión del sistema de transporte de gas natural se desarrollará cuando los contratos le brinden las garantías necesarias al transportador de contar con la masa crítica de volumen que justifique las ampliaciones, de tal manera que entren en servicio cuando el balance de la oferta y demanda de gas lo requiera.

Esta consideración es particularmente crítica en tramos que pueden coparse rápidamente. Por consiguiente, es necesario evaluar la efectividad de la señal de expansión vía contratos teniendo en cuenta por ejemplo, los hechos sucedidos en 2005 tales como el retiro de las compresoras de Barrancabermeja y su impacto en el abastecimiento de gas al interior del país.

Por otra parte, las tarifas de transporte en el interior del país se convirtieron en la práctica en un mecanismo de arbitraje de la oferta de gas al determinar cuál de los dos campos principales en Colombia –Guajira o Cusiana– es competitivo en la zona centro, sur y occidente. La tabla 10 presenta un resumen de los costos de transporte desde el campo de producción hasta los principales centros de consumo.

Tabla 10
COSTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

CENTRO DE CONSUMO	CAMPO DE PRODUCCIÓN					
	BALLENA			CUSIANA		
	20% F - 80%V	50 F% - 50%	80 F% - 20%	20% F - 80%V	50 F% - 50%	80 F% - 20%
La Mami	0.4526	0.3118	0.1720	3.4048	2.3663	1.3277
Barranquilla	0.5676	0.3893	0.2130	3.5198	2.4438	1.3686
Cartagena	0.6761	0.4691	0.2641	3.6283	2.5236	1.4197
Barranca	1.3245	0.9550	0.5844	1.6277	1.0995	0.5712
Sebastopol	1.5297	1.0929	0.6551	1.4225	0.9616	0.5005
Vasconia	1.6751	1.1882	0.7013	1.2771	0.8663	0.4543
Mariquita	2.1180	1.4906	0.8644	1.7199	1.1686	0.6173
Medellín	3.3742	2.3003	1.2254	3.2670	2.1689	1.0708
Armenia	3.0080	2.1373	1.2678	2.6099	1.8153	1.0207
Bogotá	3.4625	2.3773	1.2920	2.1668	1.4336	0.6993
Neiva	3.6429	2.4891	1.3364	3.2448	2.1671	1.0894
Cali	3.5172	2.5054	1.4948	3.1191	2.1834	1.2477

Aun cuando la metodología de cálculo utilizada por la CREG responde a los costos medios de expansión del sistema de transporte, el recobro de las inversiones se ha visto afectado por las discrepancias habidas entre el factor de demanda previsto y el real, de modo tal que el sistema de transporte de Ecogas ha presentado en muchos de sus tramos factores de utilización muy bajos. Así mismo, las expansiones realizadas para atender la mayor demanda eléctrica han tenido problemas financieros.

En la actualidad la tarifa media internalizada en tarifas de distribución es de 1.76 US\$/MBTU para las áreas exclusivas y de 1.08 US\$/MBTU para las áreas no exclusivas. Es decir, considerando que la mayor demanda se halla concentrada en éstas últimas, la tarifa media ha rondado los 1.2 US\$/MBTU.

Si se consideran parámetros estándar de costos de inversión en gasoductos del orden de los 60 millones de dólares por m³/día de capacidad adicional (el valor es aproximadamente similar al que surge de dividir la inversión en gasoductos reconocida por la CREG al 31 de diciembre de 2004 por la demanda diaria media) y que las proyecciones de incremento de la demanda entre 2006 y 2025 se sitúan en un orden de 39 millones de m³/día, se infiere que se requerirán inversiones en transporte de gas del orden de los 2,330 millones de dólares. Considerando el cociente entre en VNA²³ al 16% de los flujos transportados valorados a una tarifa promedio de 1,2 US\$/MBTU y las inversiones requeridas, se tiene que la tarifa cubriría adecuadamente los costos de expansión.

De otra parte, puede pensarse también que en un mercado de gas natural en vías de maduración como el colombiano con dos grandes campos de producción, un sistema de transporte con dos ramales principales hasta Vasconia y de ahí en adelante un solo gran gasoducto al interior del país, podría lograr una mayor penetración del gas natural mediante una tarifa estampilla antes que un esquema basado en señales de distancia, abriendo las puertas a una mayor competencia entre los campos de gas para atender los mercados del interior y de la Costa Atlántica.

Además, el modelo tarifario que se defina para ser aplicado con posterioridad a 2007, debe ser tal que permita el intercambio de gas entre los Sistemas del Norte y del Sur de tal manera que sea posible apoyar nuevos negocios en ambos sistemas, en particular teniendo en cuenta que los nuevos desarrollos del sector de gas pueden estar orientados a los negocios de exportación o de GTL.

4.3 Regulación de distribución y comercialización

La política regulatoria que entró en vigencia con la Resolución 057 de 1996, estableció un cargo máximo por distribuidor, el cual reflejaba todos los costos en que éste incurre en la prestación del servicio, incluyendo los costos de comercialización. Por tratarse de tarifas máximas, el Distribuidor podía modificar la tarifa de distribución hacia abajo en el momento que algún otro comercializador quisiera atender un usuario no regulado, aún por debajo de los costos económicos de prestación del servicio.

La nueva regulación que entró en vigencia mediante la Resolución 011 de 2003, estableció una metodología que permite al distribuidor estructurar tarifas diferenciales por rangos de consumo de tal manera que los ingresos totales no superen los que corresponden al cargo promedio de distribución y se basa en la aplicación de los llamados cargos por uso de los sistemas de distribución con fundamento en los siguientes principios generales: i) los usuarios pagarán un único cargo por el uso de cada sistema, ii) se remunerará la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte hasta el punto de entrega al usuario y iii) el cargo por uso deberá ser el mismo

²³ VNA: Valor Presente Neto.

independientemente del Comercializador que lo atienda. Considera también la inversión en expansión para los siguientes cinco años.

El marco regulatorio de la distribución de gas natural de igual forma contempla criterios de eficiencia estableciendo ajustes entre la longitud total del sistema de distribución y el número de usuarios, así como ajuste en costos de nuevas inversiones por medio de la definición de los costos eficientes de las Unidades Constructivas.

En lo que respecta a la Comercialización del Gas Natural, la Resolución 057 de 1996 estableció un cargo único para todos los mercados o agentes, el cual estaba fijado en \$3/m³ desde noviembre de 1995, ajustándolo anualmente con el índice de precios al consumidor - IPC. Esta tarifa no permitía la incursión de otros comercializadores por cuanto el Distribuidor de una zona compite con el cargo de distribución cuyo efecto final en la tarifa es muy superior al cargo de comercialización.

Con la Resolución 011 de 2003 los comercializadores tienen oportunidad de competir por el mercado no regulado, ya que las tarifas de distribución actuales son únicas para cada mercado, y las tarifas de comercialización son máximas, lo cual permite competir con eficiencias en la compra del gas, la negociación del servicio de transporte y la eficiencia en la prestación del servicio, permitiendo así cobrar un cargo por comercialización acorde con los servicios prestados.

En general esta metodología, como se mencionó anteriormente, le permite al distribuidor establecer tarifas por volumen, lo que dificulta aún más los procesos de competencia por cuanto el distribuidor puede establecer para su propio mercado la "canasta de tarifas" que más le convenga a sus intereses y que además le permita neutralizar la incursión de comercializadores independientes.

De otra parte, esta metodología puede prestarse para que los usuarios regulados terminen apalancando a los no regulados, por dos consideraciones a saber: i) la discriminación tarifaria por volumen autorizada explícitamente en la Resolución 011 de 2003 y ii) carencia de información de los usuarios sobre las prácticas comerciales de los distribuidores y en particular sobre las escalas de tarifas con respecto a volumen.

Esta situación constituye una barrera de acceso para el ingreso de un comercializador externo por la restricción de información, salvo en aquellos casos de usuarios no regulados que pueden conectarse directamente al sistema de transporte haciendo *by-pass* a la red de distribución.

De otra parte, un análisis efectuado ha mostrado una considerable amplitud de las tarifas de distribución para cubrir los costos totales a una tasa de rentabilidad adecuada. Tal holgura proviene del hecho que las empresas presentan a los fines del cálculo de las tarifas, cifras de planes de inversión quinquenal que implican costos marginales superiores a los medios. En este contexto, la regulación debería tender a vincular los cargos con inversiones reales.

4.4 Tarifas de gas natural

Existen en Colombia 15 áreas de distribución no exclusivas y 6 áreas de servicio exclusivo. A continuación se presenta la formación de precios en ambas categorías, a nivel de tarifa media estimada.

4.4.1 Áreas de Servicio Exclusivo

Se hallan las siguientes distribuidoras: Gases del Quindío; Gases de Risaralda; Gases del Norte del Valle; Gas Natural del Centro; Gas Natural Cundiboyacense; Alcanos de Colombia, Centro y Tolima.

En la tabla 11 se presentan los valores vigentes en 2006 expresados en \$ de 2004 por m³ y en US\$ de 2004 por MBTU. De acuerdo con lo presentado en el cuadro, el costo de distribución representa la mayor proporción de la tarifa media con un 36.8% seguido del transporte cuya participación asciende a 28.49%. La adquisición del gas representa un 26.5%, mientras que la comercialización participa en forma minoritaria con un 1.4% y el factor de corrección representa el 6.7%.

Tabla 11
TARIFAS MEDIAS VIGENTES EN PROMEDIO ÁREAS EXCLUSIVAS

CONCEPTO	\$ de 2004 por m ³	US\$ de 2004 por MBTU
Compras de gas	137.0	1.650
Costo de transporte	146.9	1.768
Costo de distribución	189.8	2.285
Costo de comercialización	7.4	0.089
Factor de corrección	-34.7	-0.418
Cargo final por unidad	446.3	5.374

Fuente: Estudio Política de Precios, Fundación Bariloche.

4.4.2 Áreas de Servicio No Exclusivo

Las siguientes son las distribuidoras que prestan el servicio en las áreas no exclusivas: Alcanos Colombia-Huila y Sur Tolima; Gases del Cusiana; Gases de Barrancabermeja; Gases del Caribe; Gases del Oriente; Gas Natural del Cesar; Gases de La Guajira; Llanotas; Madigás Ingenieros; Surtidora de Gases del Caribe; Gas Natural; EPM; Empresa de Gases de Occidente; Metrogás; Gas Natural de Oriente.

La tabla 12 presenta los valores promedio que componen la tarifa media de distribución en las áreas que no dispone de exclusividad.

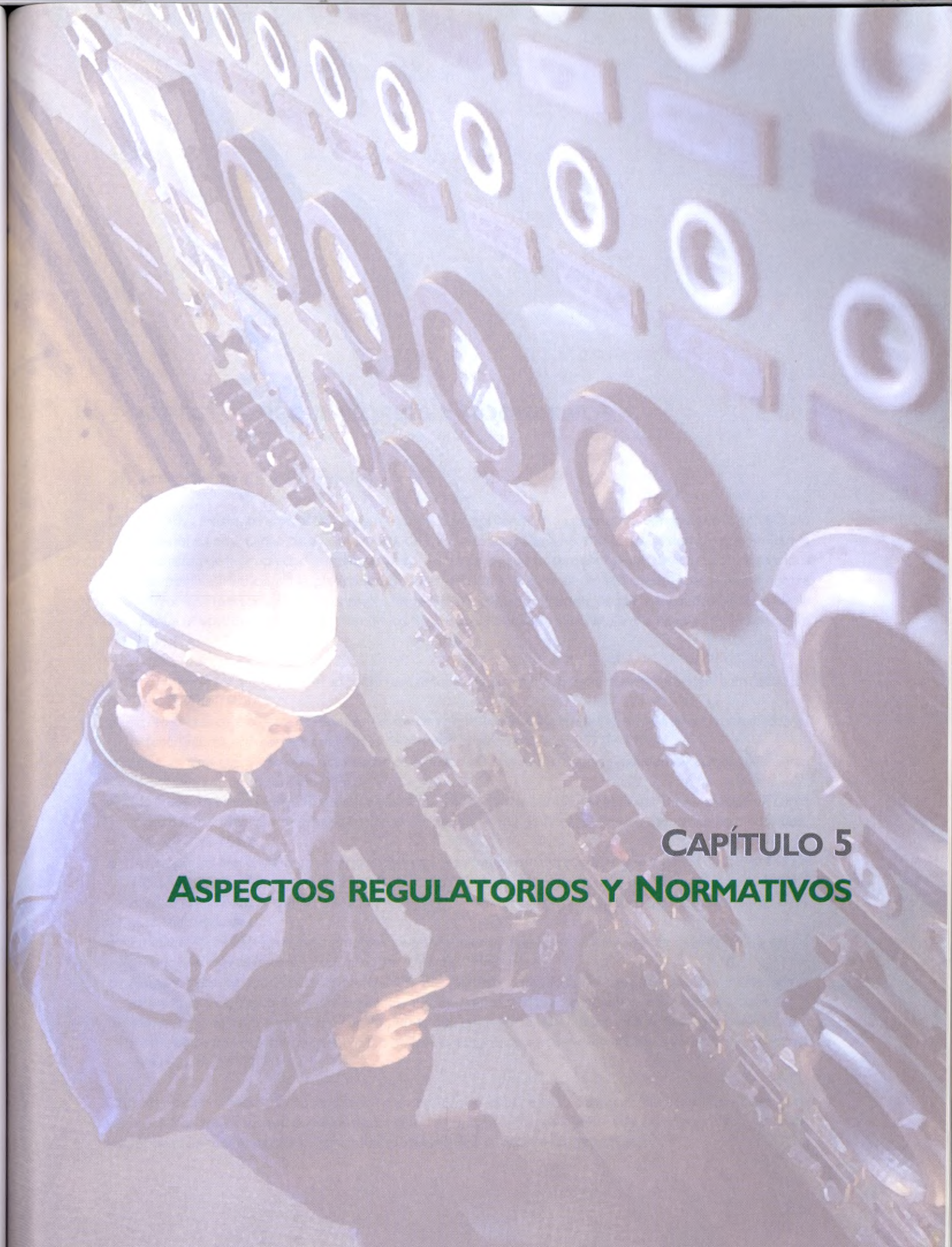
Tabla 12
TARIFAS MEDIAS VIGENTES EN PROMEDIO ÁREAS NO EXCLUSIVAS

CONCEPTO	\$ de 2004 por m ³	US\$ de 2004 por MBTU
Compras de gas	136.5	1.644
Costo de transporte	89.8	1.081
Costo de distribución	263.0	3.167
Costo de comercialización	94.5	1.138
Factor de corrección	583.9	7.030
Cargo final por unidad	136.5	1.644

Fuente: Estudio Política de Precios, Fundación Bariloche.

Según los valores presentados en la tabla 12, al igual que en las áreas de servicio exclusivo, la distribución participa con el 45.3%, el transporte mantiene el 15.3%, las compras el 23.3%, y la comercialización interviene con el 16.1%.

Las tarifas de áreas no exclusivas superan en promedio a la de áreas exclusivas en un 31%. En promedio el valor de compra del gas es semejante en ambos casos y los menores costos de transporte de las áreas no exclusivas se compensan con los mayores cargos de distribución. Sin embargo el costo de comercialización en áreas no exclusivas constituye una proporción importante de la tarifa final (16 %) y el factor de corrección es nulo.



CAPÍTULO 5 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS

5 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS

5.1 Integración de los negocios

La normativa existente en materia de gas natural busca promover esquemas de competencia, generando las condiciones adecuadas para la presencia de múltiples agentes en el mercado, al tiempo que limitan la concentración de la propiedad de las empresas. Teniendo en cuenta que el objetivo de la función reguladora es velar por la eficiencia en la prestación de los servicios y el control de actividades que atentan contra una mayor competencia, estos controles se facilitan con la separación de las actividades propias de la cadena. La limitación de la integración de los negocios se encuentra incluida en la regulación enunciada a continuación:

- *El transportador de gas natural no podrá realizar actividades de producción, comercialización, o distribución. (Res. 057 de 1996)*
- *Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en empresas de generación eléctrica. (Res. 057 de 1996)*
- *Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución, pueden ser comercializadoras de gas natural. (Res. 057 de 1996)*
- *Los productores y/o transportadores de gas natural no podrán desarrollar la actividad de generación eléctrica a gas natural. Máxima participación: 25% del capital social de la empresa que desarrolle esta actividad. (Res. 057 de 1996).*
- *Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando tengan establecidos sistemas contables separados para cada actividad.*
- *En enero 1° de 2015, ninguna empresa podrá atender ni directa ni indirectamente más del 30% de los usuarios del mercado de distribución. (Res. 071 de 1998)*
- *Ninguna persona podrá tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales, regulados y no regulados, excluyendo el gas para generación eléctrica, petroquímica y consumos propios del productor. Las empresas que en la fecha de la Resolución tengan una participación mayor, no podrán expandir sus sistemas a través de compras de participación accionaria u otros mecanismos. (Res. 071 de 1998).*

Considerando el mercado colombiano, parece fundamental evitar cualquier esquema de integración vertical y horizontal ya que pueden potencializarse riesgos e inconvenientes de un oligopolio, a pesar de las ventajas de una integración horizontal o vertical por la reducción de costos.

A continuación se analizan las consecuencias de posibles casos de integración vertical en las actividades del sector del gas natural:

- **Producción y Transporte:** puede dar lugar a limitaciones al libre acceso al sistema de transporte, lo cual es más probable que ocurra en situaciones de alta concentración de la oferta como es el caso de Colombia, por lo cual es recomendable mantener las restricciones a la integración vertical según la regulación establecida para el efecto.

- **Transporte y Distribución:** este tipo de integración puede tener impacto en el mercado al tener la posibilidad de establecer cuál es el campo de gas que se utilizaría en las diferentes regiones, tanto por los precios del gas como por las tarifas de transporte, en particular si éstas involucran descuentos con respecto a los valores máximos establecidos.

- **En el caso de usuarios no regulados,** puede convertirse en una limitante del libre acceso a las redes de transporte cuando este tome la decisión de efectuar un "by-pass" a la red de distribución y determine conectarse directamente al sistema de transporte. Vale la pena señalar que el usuario regulado, de acuerdo con la normatividad nacional, goza de una supuesta protección que le permite pagar únicamente aquellos cargos de producción y transporte que resultan de un proceso de concurso por parte de los distribuidores respectivos.

- **Producción de Gas Natural y Generación de Energía Eléctrica:** los cierres de negocios entre estos agentes continúan teniendo los mismos problemas que afrontaron los proyectos instalados en el interior del país a mediados de la década pasada. Mientras que el productor de gas natural exige un "take or pay" alto (del orden del 70%) por la entrega de gas en condiciones de firmeza garantizada y con penalizaciones en caso de incumplimiento, a una nueva planta térmica se le dificulta garantizar un consumo mínimo alto debido a la incertidumbre sobre su propia despachabilidad.

Vale la pena anotar que volúmenes de gas contratados en condiciones diferentes a la firmeza plena, le pueden traer al generador pérdidas económicas considerables (por ejemplo menor cargo por capacidad) si no cuenta con el gas necesario para atender los despachos del CND²⁴. Una eventual integración entre productor de gas y generador eléctrico, podría facilitar el desarrollo de los negocios aunque el productor-comercializador estaría obligado a respetar el principio de neutralidad en el sentido de ofrecer las mismas condiciones comerciales de que disfruta el proyecto integrado a un tercero que tome el gas, siempre que las condiciones técnicas lo permitan. El obstáculo que podría surgir al respecto, es justamente tener la capacidad de verificar que el principio de neutralidad se cumpla.

En resumen, un mercado de tamaño mediano o pequeño con una gran concentración de oferta y pocos actores en el lado de la demanda, exige un manejo riguroso en el tema de integración para preservar los pocos agentes que participan en el mercado y evitar los inconvenientes que traen los oligopolios.

5.2 Los precios del gas natural en boca de pozo

En lo que se refiere a los precios en boca de pozo, la regulación vigente establece que los precios en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte se determinarán libremente sujetas a libertad vigilada por parte de los productores en todos los campos del país, con excepción de los ubicados en la Guajira (Ballena) y Opón, con el siguiente tratamiento regulatorio:

²⁴ CND: Centro Nacional de Despacho.

- **Campo Guajira:** cuenta con un precio máximo regulado definido por la Resolución 119 de 2005, y que a la fecha tiene un valor de 2,76 US\$/MBTU. También el campo del Opón tiene precio máximo regulado establecido en la Resolución 119 de 2005, equivalente a 3.121 US\$/MBTU más con el propósito de servir de referencia para los contratos de suministro de gas suscritos entre ECOPEPETROL y los generadores térmicos a gas en el interior del país.

- **Campo Cusiana:** los precios para este campo están fijados en 1,44 US\$/MBTU a la entrada del sistema nacional de transporte mediante la Resolución 050 de 2002. Sin embargo, el precio no tendría sujeción a tope cuando la capacidad de producción se incremente por encima de los 180 MPCD. El sistema de precios libres debe entenderse como de libertad vigilada, puesto que la CREG podría revisar las disposiciones de liberación de precios si en su concepto éstos no se ajustan a las condiciones del mercado. Pero de otra parte, una revisión de esta decisión en el sentido de regresar a un régimen regulado, sería un cambio en las reglas de juego que sirvieron de base para que los socios privados efectuaran inversiones en producción y tratamiento de gas natural.

- **Nuevos Descubrimientos Comerciales:** tienen precios libres sin ningún condicionante en términos de capacidad de producción o fecha (Resolución CREG 0119 del 2005). Sin embargo, al igual que en el caso anterior, la CREG podrá revisar esta situación si no se alcanzan condiciones mínimas de competencia en el mercado del gas natural.

El control de precios tiene como objetivo la protección al usuario en el marco de la viabilidad financiera de las empresas. No obstante puede ocurrir que en aras de dicha protección se establezcan unos precios que no incentiven la inversión en exploración y producción y por consiguiente no le brinden al mercado los volúmenes de gas requeridos para atender la demanda.

El caso de Cusiana-Cupiagua refleja un esquema de precios donde las señales iniciales resultaron insuficientes, al punto que la Planta de Tratamiento de Cusiana sólo inició operación en septiembre de 2005, con un retraso de cuatro años con respecto a la fecha prevista inicialmente. Entre tanto el sistema de gas en el interior del país tuvo que afrontar situaciones de déficit por limitaciones de la producción de ECOPEPETROL para atender consumos de nuevos clientes, en particular industriales.

En consecuencia, también se imposibilitó la negociación de volúmenes mínimos que justificaran el proyecto de interconexión gasífera entre Colombia y Panamá, debido a la necesidad de destinar parte de la producción de La Guajira para atender el mercado del interior del país.

Se destaca además que la relación R/P, cuyo valor actualmente está calculado en 14.94 años, es señal clara sobre la suficiencia de las reservas para atender la demanda nacional de gas, mientras que la realidad de los mercados indica que no es posible comprometer volúmenes para la atención de nuevos clientes.

Mantener la señal de precios controlados para el gas de La Guajira podría limitar el emprendimiento de nueva actividad exploratoria en la zona, toda vez que cualquier descubrimiento de gas natural tendría precio libre según la regulación vigente, y se verían obligados a competir con el campo Guajira de precio regulado. Es de anotar que los costos de desarrollo de los nuevos campos seguramente serán superiores a los actuales costos de producción de gas Guajira.

Se propone establecer otro mecanismo que defina una regla de juego de largo plazo, por ejemplo que la liberación de precios del gas de La Guajira quede condicionada a la existencia de al menos un campo nuevo de tamaño comercial que se constituya en alternativa de oferta al mercado atendido por el Campo Guajira. De esa manera, los inversionistas tendrán claridad desde ahora en cuanto a la señal de precios de este campo, con lo cual se elimina la incertidumbre para la aplicación del esquema de liberación de precios.

No obstante, la CREG podrá siempre hacer uso de las facultades estipuladas en los Artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994 para determinar periódicamente si se presentan condiciones para que exista competencia entre proveedores, detectar abusos en los precios al mercado y por consiguiente si existen los elementos de juicio para mantener el régimen de libertad de precios.

5.3 Competencia entre productores y comercialización conjunta

La comercialización conjunta de la producción de gas natural producida bajo contratos de asociación, está relacionada con el tema de competencia en la comercialización a nivel de productores. La comercialización conjunta fue el mecanismo comercial utilizado en el pasado a fin de permitir a ECOPETROL asumir subsidios si las tarifas finales no compensaban los precios del gas en campo de producción y los costos de transporte. De esta manera, el asociado se veía libre de asumir los riesgos de comercializar gas natural en condiciones de incertidumbre con precios al usuario final administrados con criterios de distinta índole, que no consideraban la eficiencia económica.

En la Resolución 071 de 1998, la CREG determinó que a partir septiembre del 2000 los productores de gas natural no podrían comercializar su producción de manera conjunta, ni podrían comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferente. Posteriormente, mediante Resolución 018 de 2002, se modificó la Resolución 071 de 1998, y se estableció que los productores de gas natural no podrían comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo, ni comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferente. También señaló que esta prohibición no aplicaría a la comercialización conjunta de producción de gas natural proveniente de campos de gas natural asociado.

Lo anterior indicaría que en el caso de campos de gas libre, la comercialización independiente es la norma a seguir.

Es evidente que si la distribución y comercialización del gas natural ofrece un amplio portafolio de oportunidades comerciales, los distintos miembros de un Contrato de Asociación no tendrán incentivos para comercializar en forma conjunta, ya que cada uno de ellos en forma individual puede encontrar el tipo de demanda que satisfaga sus expectativas de venta. Por el contrario, si el mercado no presenta una adecuada diversidad, los productores tenderán a comercializar en forma conjunta sus ventas para disminuir riesgos.

Como se expone más adelante en el presente documento, cada vez hay menos competencia en este segmento de la cadena del gas, lo cual lleva a concluir que con un mercado con características de oligopolio en la demanda, difícilmente se contará con comercialización independiente en la oferta y viceversa.

En consecuencia, cualquier decisión que se tome sobre la comercialización conjunta deberá estar enmarcada estrictamente en la situación del mercado colombiano de gas natural, el cual avanza hacia niveles de competencia cada vez más precarios.

5.4 Contratos pague lo contratado y pague lo demandado

La suscripción de contratos tiene por objeto establecer las condiciones comerciales de los negocios y determinar el balance de riesgos entre las partes. En este sentido, las definiciones sobre los términos

pague lo contratado o “take or pay” y pague lo demandado o “take and pay” no permiten un adecuado balance de riesgos entre productor-comercializador y clientes finales, en particular respecto de los generadores térmicos a gas, y más aún, podrían dificultarse las negociaciones entre productores-comercializadores y nuevos proyectos térmicos, si no se introducen modificaciones que permitan equilibrio.

En el esquema pague lo contratado, el productor-comercializador recibe un precio inferior al máximo regulado en función del porcentaje pactado de consumo mínimo y obliga a una corrección prácticamente anual en la liquidación del contrato, teniendo en cuenta que si el consumo de gas es menor al porcentaje de consumo mínimo, el precio resultante sería mayor al máximo regulado, lo cual necesariamente obliga a efectuar ajustes en contra del vendedor y a favor del comprador. En esas condiciones se pierde por completo el sentido de un contrato “take or pay” con el cual se pretende dar un ingreso mínimo garantizado al productor comercializador que le permita recuperar las inversiones de riesgo en exploración y las correspondientes a la fase de desarrollo de los campos.

La modalidad pague lo demandado no exige ningún compromiso de consumo mínimo a cargo del comprador, pero le asigna al productor-comercializador la responsabilidad plena de garantizar firmeza en el suministro de gas natural, lo cual conlleva multas en caso de incumplimiento. Este compromiso de firmeza debe garantizarse “en tanto existan reservas y el suministro sea técnicamente factible”, es decir, aún si el usuario no consumiera el gas natural (lo cual es posible en el caso de un generador térmico), el productor-comercializador debe mantener la obligación de firmeza durante el periodo contractual. En un esquema de esta naturaleza la repartición de riesgos es asimétrica, por cuanto es el vendedor quien asume los riesgos mientras que el comprador no tiene compromisos que cumplir, aunque se considere compensación por la aplicación del precio máximo de la Resolución 119 de 2005.

Así las cosas, estas modalidades de contratación presentan los siguientes inconvenientes:

- No se ajustan a los conceptos universales de contratación.
- Ofrecen un balance inadecuado de riesgos entre el productor-comercializador y el contratante. Tal y como están las definiciones, la percepción es de beneficio para los segundos con respecto a los primeros, ya que los riesgos son asumidos enteramente por los productores-comercializadores.
- No se tiene claridad sobre lo que puede ocurrir cuando se liberen los precios del gas y no se cuente con la referencia de la Resolución 119 de 2005.

5.5 Regulación de la actividad de transporte

La actual metodología establece cargos de paso, donde el costo total del transporte se define como la sumatoria de los cargos por los distintos tramos del gasoducto que debe recorrer el gas natural. Dichos cargos de paso remunerar los siguientes conceptos:

1. Cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión
2. Cargo fijo para remunerar los gastos de AOM
3. Dos tarifas estampilla que tienen por objeto remunerar parte de la inversión en el sistema de gasoductos troncales y ramales.

A su vez, los cargos fijos y variables, así como los conceptos de cargo estampilla están organizados en parejas, en cuyos extremos se encuentra una pareja que remunera el servicio de transporte mediante la aplicación del 100% de cargo fijo y 0% de cargo variable, lo cual significa que el riesgo lo asume el remitente por cuanto el transportador recibe el pago del servicio independientemente del volumen de gas transportado. En el otro extremo se encuentra la pareja de cargos 0% de cargo fijo y 100% de cargo

variable, lo que indica que el riesgo recae totalmente en el transportador por cuanto éste recibe el pago de su servicio únicamente cuando se transporta el gas.

La característica de esta metodología está en la señal de distancia, que se aproxima a lo que ocurriría en un mercado de competencia donde las tarifas reflejan los costos de prestación de los servicios. El efecto es que el gas cuesta más a medida que los centros de demanda están localizados a distancias mayores de los campos de producción como ocurre con los mercados de Bogotá, Medellín y particularmente Occidente. A continuación se presentan sobre el tema:

1. La expansión del sistema de transporte se basa en el esquema de contratos o "contract carriage" mientras que el sistema eléctrico de transporte se basa en el concepto de "common carriage" o transportador común donde la expansión se planifica centralmente y el servicio de transporte se paga mediante una tarifa tipo estampilla. El sistema de transporte de gas natural se ampliará cuando los contratos brinden las garantías necesarias al transportador y este cuente con volumen que justifique las ampliaciones en la capacidad de transporte de tal manera que entren en servicio cuando el balance de la oferta y demanda de gas lo requiera. Esta consideración es crítica en tramos que pueden coparse rápidamente como El Porvenir-Vasconia, el cual no permite la evacuación total del gas de Cusiana y la producción de La Guajira disminuye rápidamente.

En consecuencia, es necesario evaluar la efectividad de la señal de expansión vía contratos teniendo en cuenta hechos sucedidos en el presente año, como el retiro de compresoras y su impacto en el abastecimiento de gas al interior del país.

2. La regulación actual flexibilizó la contratación del transporte al introducir el concepto de las parejas de cargos, la cual permite que el remitente proponga la combinación de cargo fijo y variable que más se ajusta a su curva de carga. Sin embargo, cada pareja de cargos debería ser indiferente para el transportador, por cuanto si bien el nivel de riesgos cambia de una pareja a la otra, éste se ve compensado por la tarifa, la cual se incrementa a medida que se tiene una pareja de cargos con una componente variable mayor en porcentaje. Además, se observa que la regulación vigente permite al transportador acogerse al procedimiento de aproximación ordinal, el cual converge en un punto intermedio que no le conviene a los intereses del cliente por cuanto no le permite optimizar el manejo de su curva de carga.

En síntesis, el remitente debería ser autónomo en la decisión respecto a la pareja de cargos que desea aplicar al contrato, con base en el criterio de que el transportador debe ser neutral frente a la gama de parejas de cargos que la norma pone a consideración de los agentes.

3. Por su parte, las tarifas de transporte en el interior del país se convirtieron en un mecanismo de arbitraje de la oferta de gas al determinar cuál de los dos campos principales es competitivo en la zona centro, sur y occidente. En esas condiciones un campo de producción con un costo económico mayor pero cuyo transporte a los centros de consumo es relativamente más bajo, se utiliza a expensas de otro campo con costo económico más bajo, pero con tarifas de transporte mayores.

En el centro de esta disquisición están las opciones para definir las tarifas de transporte: señal por distancia y cargo estampilla. En el último caso, el transporte tiene un efecto neutro frente a los diferentes campos de producción y se dan las señales que permiten optimizar los recursos del país al utilizar primero los campos de costo económico menor y posteriormente aquellos de mayor costo. Sin embargo, en un mercado de gas natural en vías de maduración como el nuestro con dos grandes campos de producción, la implementación de una tarifa estampilla antes que un esquema basado en señales de distancia, posiblemente permitiría una mayor penetración del gas natural.

5.6 Regulación de la Actividad de Distribución

El esquema que entró en vigencia mediante la Resolución 011 de 2003, le permite al distribuidor estructurar tarifas diferenciales por rangos de consumo de manera que los ingresos totales no superen los que corresponden al cargo promedio de distribución.

Según las normas vigentes, el distribuidor (aunque está obligado a procesos públicos para la compra de gas al mercado regulado) puede hacer compras discriminadas para el mercado tanto regulado como no regulado. En el primer caso puede manejar precios de gas más altos que el segundo por el nivel de precio de los sustitutos: esto puede conducir a que el sector regulado termine "apalancando" los precios del sector no regulado debido a que éste último tiene una limitante mucho más estrecha en virtud de los precios de los sustitutos (carbón, crudos pesados).

Es posible que esta manera de discriminar las compras entre los usuarios regulados y no regulados, sea la única forma de asegurar una razonable penetración del gas natural en un sector tan competido.

En términos generales, la posibilidad de contar con amplia competencia en la prestación del servicio a nivel de usuarios finales regulados y no regulados entre distribuidores y comerciales, se dificulta por dos consideraciones a saber:

- La discriminación tarifaria por volumen
- La carencia de información de los usuarios sobre las prácticas comerciales de los distribuidores y en particular sobre las escalas de tarifas con respecto a volumen.

En la práctica es difícil verificar el cumplimiento del principio de neutralidad hacia los consumidores por parte del distribuidor. Un consumidor en particular no tiene los elementos para verificar si está siendo tratado en igualdad de condiciones con respecto a otros usuarios de características similares, a menos que disponga de la información sobre las escalas de tarifas del distribuidor que le permitan llegar a conclusiones sobre el tratamiento que recibe frente al universo del mercado.

De igual manera, para un comercializador externo, ingresar a un mercado en estas condiciones le impone unas barreras de acceso muy difíciles por la restricción de información, salvo en aquellos casos de usuarios no regulados que pueden conectarse directamente al sistema de transporte haciendo *by-pass* a la red de distribución.

En términos generales y no sólo para el caso de la distribución, la falta de información para la toma de decisiones por parte de los agentes comerciales impone barreras al mercado. Esta información debería ser de divulgación obligatoria por parte de los agentes en aquellos casos que defina la CREG y que no conlleven el conocimiento público de información que pueda ser calificada como de reserva.

En la práctica, la información que se presenta es bastante diversa y con vacíos que hace difícil tener los elementos de juicio para la toma de decisiones.

5.7 Propiedad accionaria y competencia

Con base en la información de la propiedad accionaria de las empresas, se efectuó un análisis en las mismas en las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de gas natural.

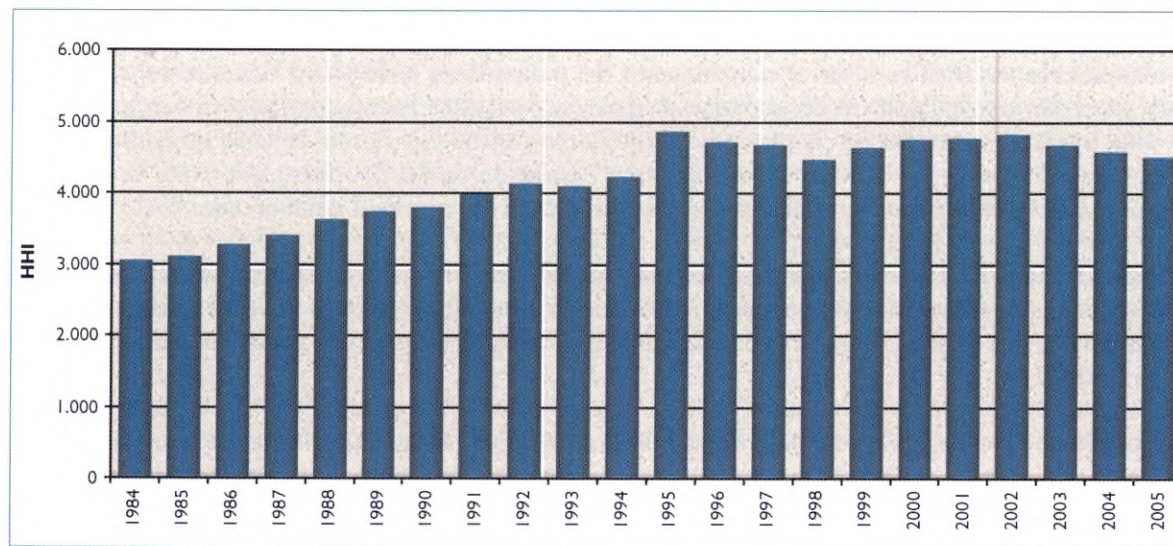
Los resultados señalan la presencia de tres grandes grupos en el "downstream" del gas natural que controlan las actividades antes descritas. Este análisis efectuado por la UPME en 2004-2005 midió la concentración

de los mercados a través de los índices de Henfindahl-Hirshman (HHI), metodología ampliamente utilizada en el ámbito internacional²⁵. Por ejemplo, el Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de Estados Unidos, han usado desde 1982 el HHI como guía en la evaluación de fusiones o adquisiciones comerciales y con las siguientes premisas: un sector en donde el índice es menor a 1,000 representa un mercado relativamente no concentrado. Si el índice está entre 1,000 y 1,800 se considera moderadamente concentrado, pero si el HHI es mayor a 1,800, se considera altamente concentrado.

Estas mediciones de concentración de mercado deben tener en cuenta no sólo el valor del índice en sí mismo, sino la naturaleza del mercado que se está evaluando. En el caso del transporte de gas natural, es claro que el ideal de eficiencia acepta el carácter eminentemente monopólico de esta actividad. Para el caso de las actividades de producción y más aún en la distribución, se considera completamente aplicable la utilización del índice HHI.

La gráfica 42 representa la aplicación de los índices HHI en la oferta de gas natural y se observa que el mercado muestra índices de concentración altos que varían, en un rango de 3000 a 5000 puntos, presentando siempre una tendencia creciente, lo cual se explica por la estructura misma del contrato de Asociación de Hidrocarburos en el cual ECOPETROL participaba como socio en todos los contratos. Se espera que con los cambios sucedidos en la contratación se incremente el número de productores de gas natural.

Gráfica 42
ÍNDICE DE CONCENTRACIÓN ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN



Fuente: Estudio Análisis del Plan de Masificación del Gas.

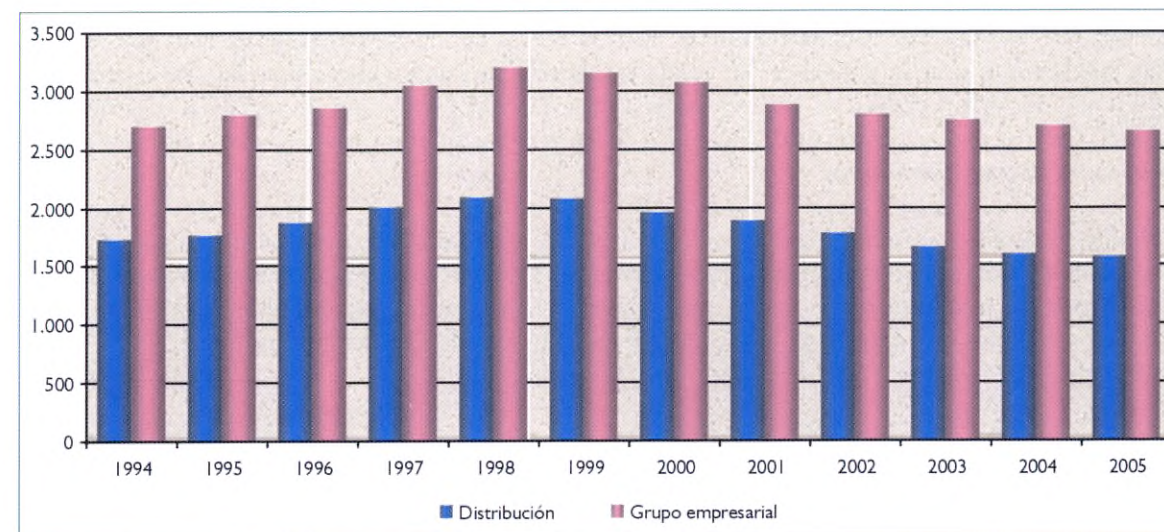
En este caso ECOPETROL ejerce una posición claramente monopólica en el mercado de la producción de gas natural, lo cual se empieza a disminuir levemente a partir de 2002 cuando los socios del Contrato Guajira iniciaron la comercialización independiente.

²⁵ Metodología que considera la participación porcentual en el mercado de todas y cada una de las empresas de las distintas actividades y varía entre 0 y 10.000, con una relación directa entre la participación de mercado y el índice HHI. Esto es, si sólo existe una empresa su participación de mercado es de 100% y el HHI será de 10.000. En el otro extremo se encuentran los mercados competidos, donde participan muchos agentes y el HHI tiende a cero.

La gráfica 43 presenta la evolución de la aplicación del HHI para el caso de los grupos.

Los indicadores de concentración cambian en forma importante para el caso de los grupos empresariales. Los valores de HHI encontrados se mantienen por encima de los 2,600 puntos, aunque se mantiene la tendencia decreciente que se observa desde el año 2000, explicada por la menor tasa de crecimiento de los grandes mercados comparada con las áreas exclusivas. Se concluye que estas uniones a niveles de grupos empresariales incrementan el valor del indicador HHI, llevándolo a valores en donde el mercado ya no se considera moderada sino altamente concentrado.

Gráfica 43
COMPARATIVO DE LOS ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN DISTRIBUCIÓN



Fuente: Estudio Análisis del Plan de Masificación del Gas.

En principio puede decirse que la actividad de comercialización permite la agregación de los consumos de las distribuidoras, lo que a su vez facilita la negociación de mejores términos con los productores y transportadores de gas natural, lo cual en teoría sirve a los intereses de los consumidores atendidos por esas empresas. No obstante, sería necesario determinar si esta hipótesis se confirma cuando la labor de agregación de los consumos es el resultado de una gestión comercial que le sirve a los intereses de las distribuidoras y no el efecto del control accionario de las compañías.

5.8 Normatividad

Con las metas propuestas en el plan de masificación de gas y en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006, la normatividad viene buscando facilidades para que este energético llegue a municipios menores y áreas rurales. También se ha visto el potencial que representa este combustible si se comercializa internacionalmente; por esta razón se han definido las condiciones bajo las cuales se haría posible la exportación.

En este sentido el Ministerio de Minas y Energía promulgó dos decretos de gran trascendencia. El Decreto 3428 de 2003, por medio del cual se reglamentan los Artículos 59 de la Ley 812 de 2003 y 23 de la Ley 142 de 1994 en relación con los intercambios comerciales internacionales de gas natural y se dictan otras disposiciones, establece las definiciones aplicables a la comercialización internacional de gas

natural y se ofrecen los parámetros fundamentales para el ejercicio de esta actividad, garantizando la protección del interés nacional en términos de acceso y uso de su recurso gasífero. El segundo es el Decreto 3429 de 2003, por medio del cual se reglamenta el Artículo 65 de la Ley 812 de 2003 en relación con la comercialización de gas natural y se dictan otras disposiciones.

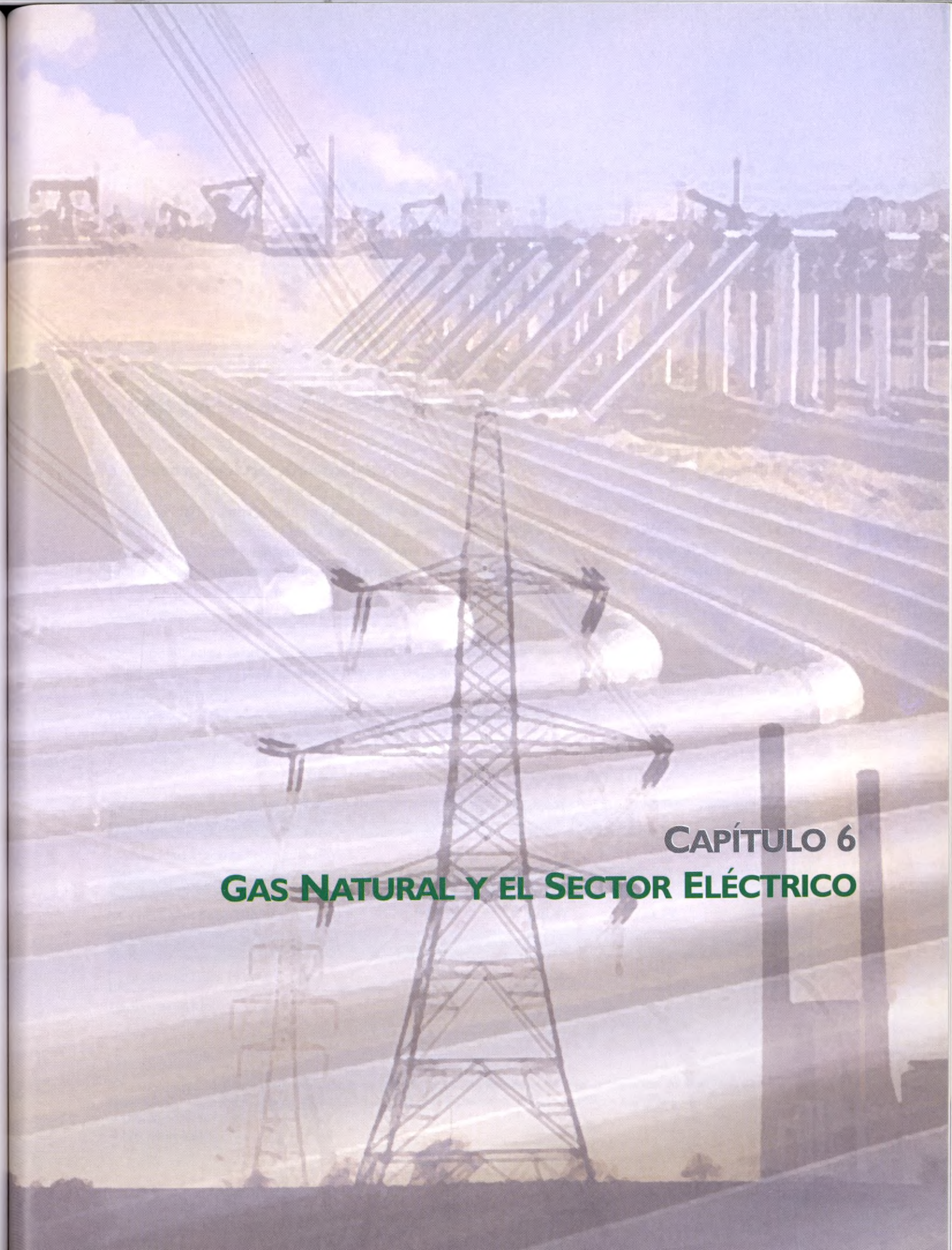
En este marco de políticas gubernamentales planteadas en el Plan de Desarrollo y en aras de proteger el mercado y asegurar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, se dictan pautas para la comercialización de gas natural en el territorio nacional. Así mismo se dictó el Decreto 802 de 2004, en el cual se establecen algunas disposiciones para incentivar el consumo de gas natural comprimido para uso vehicular GNCV, con el propósito de acelerar el proceso de sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte.

Con el fin de incrementar la cobertura en el servicio de gas natural se promulgó el Decreto 3531 de 2004, mediante el cual se definieron las reglas necesarias para que tanto empresas como entidades territoriales formulen proyectos para el fomento del uso del gas natural, especialmente dirigidos a colombianos ubicados en las zonas de influencia de los gasoductos troncales y con más altos índices de necesidades básicas insatisfechas.

El Ministerio también expidió los Decretos 1404 de 2005 y 1404 de 2006, donde se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de ECOGÁS, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. TGI S.A. E.S.P.

Por su parte el Decreto 1484 de 2005 se emitió en relación con la ocurrencia de restricciones en el suministro de gas para la prestación de este servicio público, fijando el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda. Este decreto tiene en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

Para poder concretar las interconexiones internacionales se promulgó el Decreto 2400 de 2006, mediante el cual se regula la construcción de Interconexiones Internacionales de Gas Natural y se establecen otras disposiciones.



CAPÍTULO 6 GAS NATURAL Y EL SECTOR ELÉCTRICO

6 GAS NATURAL Y EL SECTOR ELÉCTRICO²⁶

6.1 Sector Eléctrico Colombiano

La capacidad efectiva neta instalada del Sistema Interconectado Nacional-SIN para el periodo de 2003–2006 es presentada en la tabla 13. En agosto 31 de 2006 era de 13.3 GW²⁷ de los cuales 12,910 MW²⁸ (96.2%) son despachados centralmente y 444 MW (3.3%) sin despacho central. De la capacidad efectiva neta no despachada centralmente, 378 MW (85.1%) corresponden a plantas hidráulicas, 22 MW (4.9%) a plantas que operan con gas natural, 19 MW (4.4%) a generadores eólicos y 25 MW (5.7%) a cogeneradores.

La disponibilidad promedio diaria de las plantas de generación de energía eléctrica en el periodo 2003–2006 fue de 11,889 MW. El mes con menor disponibilidad en potencia fue mayo de 2005 con 11,027 MW y el de mayor disponibilidad fue diciembre de 2004 con 12,668 MW, aunque porcentualmente el mes de mayor disponibilidad con respecto a la capacidad instalada fue diciembre de 2003.

Tabla 13
DATOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2003-2006

	2003	2004	2005	2006
Capacidad Efectiva Promedio (GW)	13.30	13.23	13.36	13.32
Disponibilidad Promedio (%)	90%	88%	89%	90%
Generación Real (GWh/día)	125.39	128.47	133.79	137.53
Porcentaje Gen. Térmica Gas (%)	14.5%	14.0%	14.1%	11.5%
Porcentaje Gen. Hidráulica (%)	76.8%	78.4%	77.3%	79.0%

Fuente: Neón-XM.

²⁶ La información suministrada en esta capítulo se tomó de la Versión Preliminar del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión, versión 2005–2019 publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética.

²⁷ GW Giga Vatios.

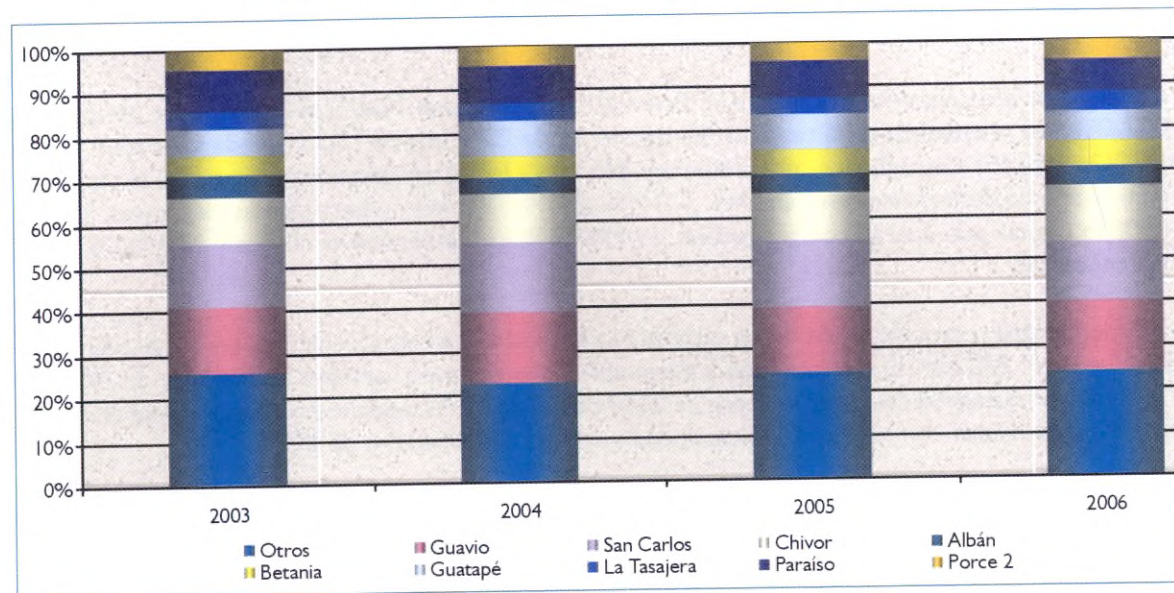
²⁸ MW Mega Vatios.

El SIN tuvo una generación promedio de 130.73 GWh²⁹ diarios, donde el mayor porcentaje de participación lo tiene la generación de las plantas hidráulicas, seguido por las plantas térmicas de gas en un porcentaje bastante reducido en comparación con las hidráulicas, (13% aproximadamente) y luego las plantas a carbón, cuya contribución es del orden del 7%. Existe una categoría adicional en la cual se ubican plantas que generan con energías no convencionales cuyo aporte al sistema representa alrededor del 1%.

La energía generada con recursos hidráulicos fue en promedio 105 GWh diarios, de los cuales Guavio participó con 15%, seguida de las plantas San Carlos y Chivor con 14.9% y 11.3% respectivamente. En junio de 2006 entró en operación la planta de generación Calderas ubicada en el departamento de Antioquia con una capacidad de 26 MW.

La mayor parte de la generación hidráulica corresponde a plantas que presentaron altos niveles de despacho por orden de mérito.

Gráfica 44
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PLANTAS HIDRÁULICAS 2003-2006



Fuente: Datos Neón-XM.

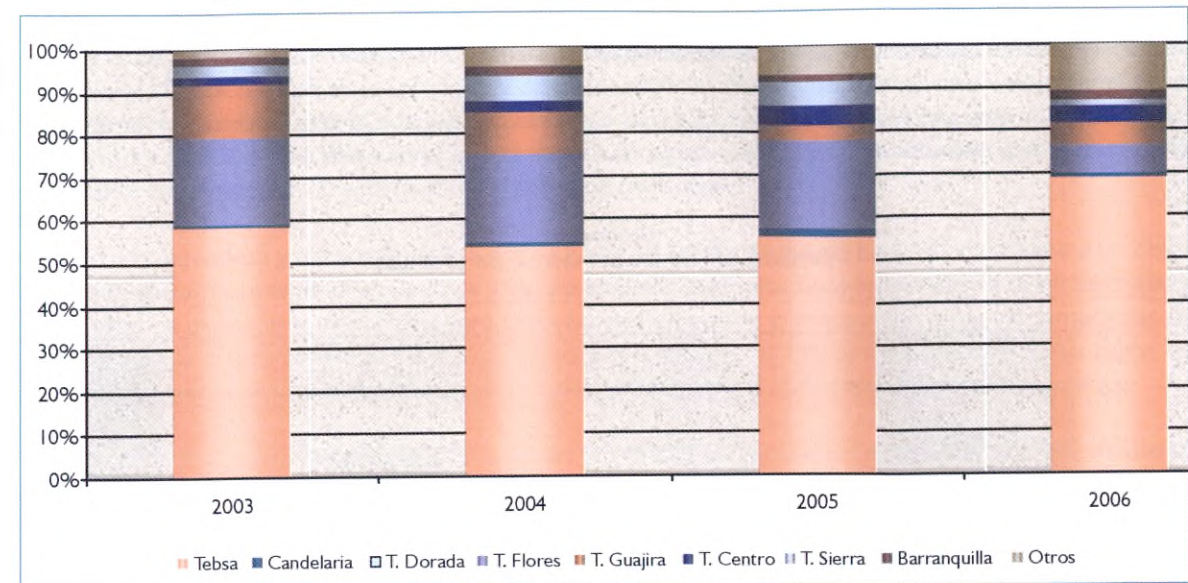
Durante el periodo analizado, la generación de energía eléctrica atendida por plantas que operan con gas natural o fuel oil, fue en promedio de 18 GWh diarios, de los cuales el 59% fue generada por la planta Tebsa en Barranquilla, el 16% por Flores, y el 7.7% por Termoguajira. La gráfica 45 presenta una evolución del comportamiento de las distintas plantas térmicas.

El promedio de generación con plantas térmicas fue de 5.88 GWh diarios, de los cuales el 41% fue generado por Paipa 4, seguido por Tasajero con el 31%. (Véase gráfica 46).

En el 2004, la demanda total doméstica fue de 47,019 GWh, que equivale a un 2.73% por encima del total acumulado a la misma fecha en el año 2003. Sin embargo, si se corrige el efecto del año bisiesto, normalizando la demanda sobre el total de días transcurridos, el crecimiento acumulado sería de 2.45%.

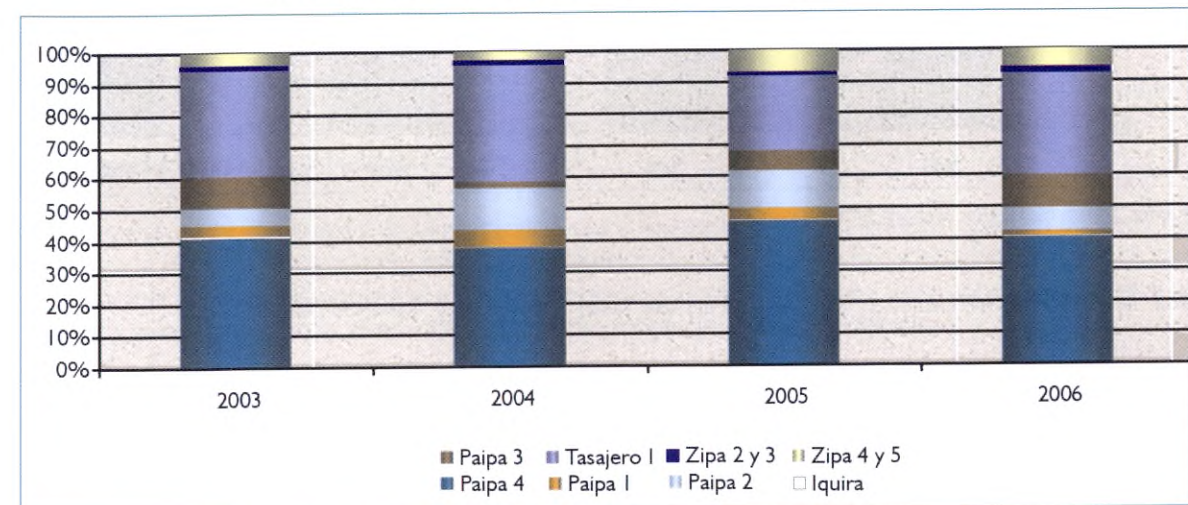
²⁹ Giga Vatios Hora.

Gráfica 45
PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PLANTAS A GAS 2003-2005



Fuente: Datos Neón-XM. Elaboró UPME.

Gráfica 46
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PLANTAS A CARBÓN 2003-2006



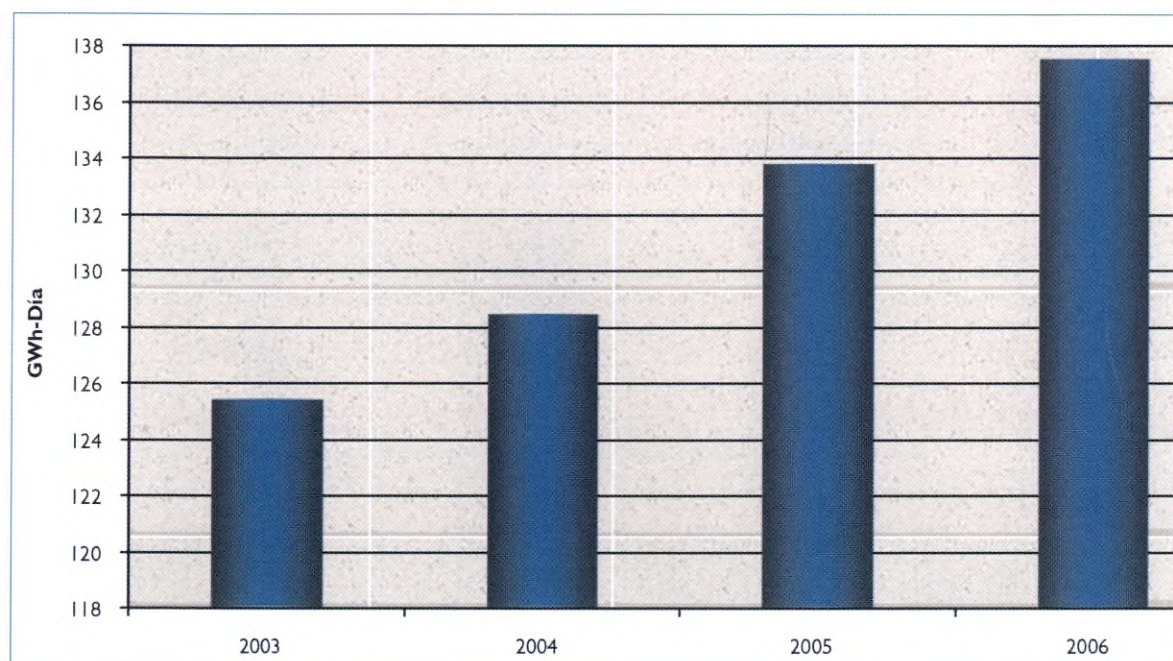
Fuente: Datos Neón-XM. Elaboró UPME.

En cuanto al crecimiento mes a mes, en el último semestre se aprecia claramente el "efecto calendario" producido por los días festivos, de menor consumo, que incide en el crecimiento de la demanda, es así como junio de 2003 presentó tres festivos mientras que en el 2004 sólo ocurrieron dos, por lo que en el 2004 se presenta un mayor crecimiento. En el 2006 se ha notado un crecimiento significativo de la demanda de electricidad que se relaciona con el crecimiento económico del país, el cual también ha tenido valores por encima del promedio.

En la gráfica 47 se presenta la evolución de la demanda de electricidad de los últimos 4 años. Debe señalarse que la información de 2006 corresponde al promedio hasta agosto. En esta gráfica se observa la recuperación de la demanda, donde la media diaria pasó de 125 GWh en el 2003 a 137 GWh en 2006, lo que significa un crecimiento de cerca del 2.5% anual.

La demanda de energía eléctrica es de las que más correlación tiene con el crecimiento económico, por ello se observa la misma tendencia en su comportamiento que la presentada por el PIB.

Gráfica 47
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA



Fuente: Datos Neón-XM. Elaboró UPME.

6.2 Coordinación entre los sectores de Gas Natural y Electricidad

Los sectores de gas y electricidad han desarrollado de forma aislada sus mercados nacionales e internacionales, aunque comparten en ciertos aspectos algunas similitudes y potencialidades. Sin embargo, es importante tener en cuenta que existen bondades importantes al ver integralmente los temas de gas y electricidad como complemento y no como competencia. Con el objetivo de mejorar la calidad y reducir los precios, los gobiernos, reguladores y agentes de la cadena son los responsables de viabilizar la integración de estos dos sectores³⁰.

El sector eléctrico en el país se ha desarrollado marcado por un fuerte componente regulatorio y está centralizado. El planeamiento para este sector se hace con base en las proyecciones de demanda.

El sector de gas natural ha tenido un desarrollo diferente, pues la expansión de la infraestructura se hace con base en los contratos realizados y no está centralizado.

³⁰ Conclusiones: "SIEGE - Seminario Internacional Integración Energética Gas y Electricidad, CIER", septiembre de 2004

En mercados grandes y maduros, la integración vertical y horizontal disminuye los costos de operación, pero en mercados pequeños y medianos existe el riesgo de que estos se conviertan en oligopolios.

En el caso de la integración vertical se pueden dar las siguientes situaciones: En la producción y el transporte, se limita el libre acceso en situación de alta concentración de oferta como es el caso colombiano. En el transporte y la distribución se puede escoger el campo del cual se prefiere el gas y en el caso de los usuarios no regulados puede convertirse en una limitante de libre acceso a las redes de transporte cuando este tome la decisión de conectarse directamente al sistema de transporte.

Debido a la naturaleza y desarrollo de los dos sectores, el sector de gas no tiene el equivalente a un cargo por confiabilidad, pues se tendría que pagar a los productores las ampliaciones requeridas de su infraestructura y que estas se mantengan disponibles para las ocasiones en que se presenten incrementos temporales de demanda; de la misma forma se tendría que reconocer un cargo para que los transportadores hagan las ampliaciones necesarias para cubrir estas demandas, y estos costos serían transferidos a los usuarios.

La CREG ha propuesto que la expansión de la capacidad de generación en el país se haga mediante mecanismos de mercado, los cuales consisten básicamente en subastas acompañadas con opciones de precios a partir de los cuales se haría exigible la obligación de entrega de energía por parte del oferente. Sin embargo, los participantes en estos mecanismos de opciones deben garantizar que están en condiciones de generar la energía a la cual se comprometen en caso de que el precio del Mercado de Energía Mayorista supere el precio de la opción.

A fin de garantizar la generación de energía en el caso de un proyecto a gas natural, es necesario disponer de los contratos de suministro de gas, de lo contrario cualquier agente generador podría entrar en el mecanismo de subasta y no estar en disposición de generar cuando la obligación sea exigible. Para ello se requiere que los productores inicien las conversaciones formales con los generadores.

Sin embargo, la capacidad instalada con base en gas natural puede llegar a un total aproximado de 3,661 MW, lo cual implicaría la necesidad de firmar contratos de aproximadamente 610 MBTU por día, cifra muy superior a la demanda nacional de gas.

Así las cosas no se ven puntos de convergencia entre los sectores de gas y electricidad en un tema tan vital para la expansión como los niveles de contratación de gas natural para generación eléctrica, ya que el sector eléctrico colombiano genera en su mayoría con plantas hidráulicas y tiene como componente de respaldo para las épocas de sequía y alta demanda plantas de generación térmica.

Por otra parte, la CREG ha planteado la posibilidad de que se utilicen otros combustibles o recursos energéticos para la generación eléctrica. En lo que respecta a combustibles líquidos, no hay claridad en la forma como se desarrollaría la logística de abastecimiento y transporte que sería necesario poner en marcha a fin de recibir el fuel-oil, o diesel y queroseno, para que puedan ser utilizados en las plantas térmicas actuales.

Tampoco es clara la dimensión de las necesidades de combustibles líquidos que reemplazarían al gas natural. Por ejemplo, Termovalle con una capacidad de 263 MW requiere un volumen de diesel a plena carga de aproximadamente 6,200 barriles por día, lo cual de hecho es un porcentaje significativo de la demanda regional de ese energético.

En el caso de la producción de gas natural y generación de energía eléctrica, con mucha oferta y poca demanda se puede convertir en un oligopolio. Mientras el productor de gas natural exige un *Take or pay* alto por la entrega de gas en condiciones de firmeza garantizada y con penalizaciones en caso de

incumplimiento, a una nueva planta térmica se le dificulta garantizar un consumo mínimo alto debido a la incertidumbre sobre su propia despachabilidad.

Vale la pena anotar que volúmenes de gas contratados en condiciones diferentes a la firmeza plena, le pueden traer al generador pérdidas económicas considerables si no cuenta con el gas necesario para atender los despachos del Centro Nacional de Despacho. Una eventual integración entre productor de gas y generador eléctrico podría facilitar el desarrollo de los negocios aunque el productor comercializador estaría obligado a respetar el principio de neutralidad³¹.

6.3 Definición de alternativas y estrategias de generación

En el Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión 2005 - 2019 se consideran varias alternativas de generación que contemplan entre otras variables y supuestos los siguientes: caudales históricos 1975-2004, costos de combustibles, demanda de energía y potencia e instalación y retiros de unidades de generación entre otros.

El análisis de prospectiva de generación busca determinar las alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo de generación de menor costo para el sistema que permitan atender los requerimientos de energía en el país. Los resultados preliminares de los análisis de generación planteados en el corto y largo plazo indican lo siguiente:

1. Es necesario que el país cuente con una expansión en generación de al menos 150 MW a comienzos del año 2010, adicionales a la entrada del proyecto de Porce III. A fin de limitar la vulnerabilidad de la Costa Atlántica por depender su generación de un solo energético, la localización de esta capacidad debería realizarse al norte del país y con base en carbón mineral.
2. Los requerimientos de generación para la adecuada atención de la demanda de energía muestran que el sistema requiere en el periodo 2010-2014 la instalación de 320 MW adicionales a la entrada en operación de los 660 MW del proyecto Porce III. En el caso de realizarse la interconexión eléctrica con Panamá, el sistema colombiano requeriría de 800 MW adicionales al proyecto de Porce III, con el fin de atender la demanda propia, así como de mantener el nivel de exportaciones de energía hacia Ecuador y Panamá.

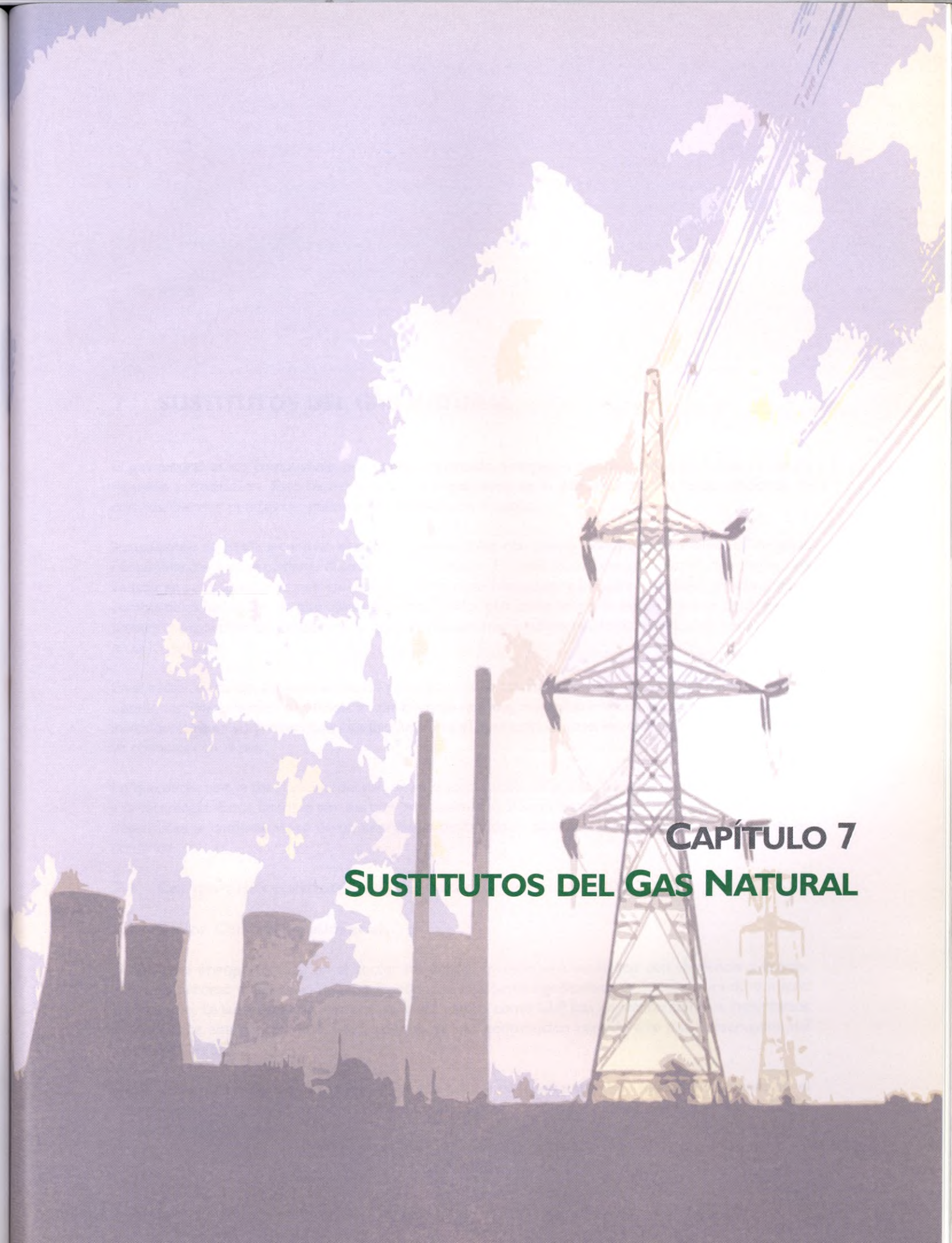
Los siguientes son los proyectos considerados en los análisis de plan de expansión en generación tanto en el corto como en el mediano plazo.

Tabla 14
PROYECTOS EN EJECUCIÓN EN COLOMBIA

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA	UBICACIÓN
Río Amoyá	Hidro	80	Jul-09	Tolima
Porce III	Hidro	660	Jun-10	Antioquia
Río Manso	Hidro	27	Ago-10	Caldas
Total - MW		767		

Fuente: UPME.

³¹ "Evaluación de la evolución del plan de masificación de gas combustible – resumen de investigación", UPME 2005.



CAPÍTULO 7 SUSTITUTOS DEL GAS NATURAL

7 SUSTITUTOS DEL GAS NATURAL

El gas natural es un combustible que entró al mercado energético nacional como un combustible de respaldo y sustitución. Esto ha evidenciado la importancia de la existencia de diferentes opciones de combustible que puedan ser utilizadas en periodos de escasez.

Actualmente se busca incentivar el uso de combustibles con menor contenido de emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, o combustibles limpios. En este aspecto el gas natural representa una ventaja en su utilización ya que en sectores como el de transporte e industria, sustituye principalmente combustibles fósiles con un alto nivel de emisiones. Por otra parte, el gas se puede obtener de diferentes fuentes como la biomasa y desechos, lo que permite una mejor utilización de los recursos y la sostenibilidad en el largo plazo.

En el sector eléctrico, algunas plantas de generación cuyo combustible principal es el gas natural, pueden operar con combustibles sustitutos, lo que permite una mayor confiabilidad en la operación, debido a la incertidumbre en las proyecciones de producción y el bajo nivel de reservas que se ha incorporado a las ya conocidas en el país.

Lo que determina la masificación del uso de este combustible es la disponibilidad, el precio, la eficiencia y la tecnología. Estos factores son los que principalmente afectan las preferencias de los usuarios y que determinan la competitividad de un energético dentro de la canasta y para los diferentes sectores de demanda.

7.1 Comparativo sustitutos del gas natural por precio 2003-2006

7.1.1 Sector Comercial-Residencial

El consumo energético total en el sector residencial muestra una evolución con tendencia a la baja, debido al proceso de sustitución entre fuentes con resultados significativos en la estructura de la matriz de consumo. La sustitución de leña por gas tanto natural como GLP, han permitido cambios importantes en el balance energético colombiano, además de una contribución considerable a la preservación del medio ambiente.

En los sectores residencial y comercial, el gas natural concentra sus usos fundamentalmente en el calentamiento de agua y la cocción, en donde compite con tecnologías que utilizan electricidad y GLP y en menor escala el carbón.

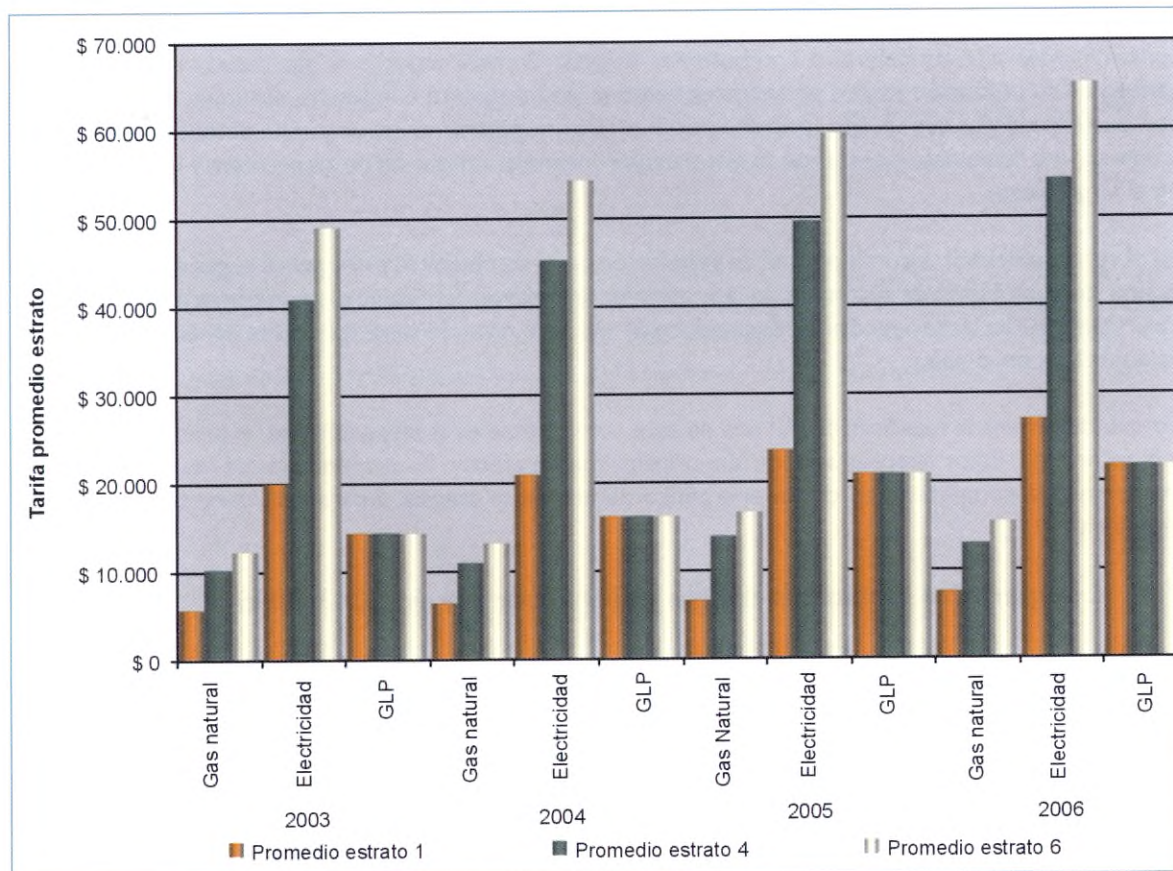
Los costos de servicio, sin incluir el cambio de tecnología, representan ahorros en la factura comparando un consumo de 20m³ de gas natural con 205 KWh de energía eléctrica y 7.6 galones de GLP. Los ahorros son proporcionales al estrato, ya que el valor de la factura en estratos más altos se incrementa por los subsidios y en estratos más bajos son subsidiados³².

En términos generales, los precios del gas natural han sido los de mayor competitividad frente a sus sustitutos, a pesar de las dificultades para el desarrollo de la infraestructura. A continuación se muestra un paralelo entre las tarifas del sector residencial para diferentes estratos en el periodo 2003-2006, comparando los precios del gas natural, electricidad y GLP para un volumen de 20 m³ de gas natural, 250 KWh y 7.6 galones de GLP, respectivamente.

La mayor tasa de crecimiento en el precio en el estrato 1 corresponde al GLP con 15.6% seguido del la electricidad con 10.6% y el gas natural con 9.6%. Igual situación se observa en los estratos 4 y 6.

Profundizando el ejercicio en el estrato 4, se aprecia que la electricidad vale 4 veces más que el gas natural y dos veces el valor del GLP, en tanto el comparativo entre el GLP y el gas natural muestra una relación inferior a 2.

Gráfica 48
COMPARATIVO SUSTITUTOS SECTOR RESIDENCIAL \$/FACTURA



Fuente: Informe sectorial gas natural en Colombia-Promigás. 2004 y 2006.

³² Informe sectorial de gas natural 2004 Promigás.

7.1.2 Sector Industrial

Dentro del portafolio de energéticos disponibles en el país, se han analizado aquellos que son los más representativos dentro del consumo energético a nivel nacional, claro está, aquellos que son posibles sustitutos del gas natural en la industria.

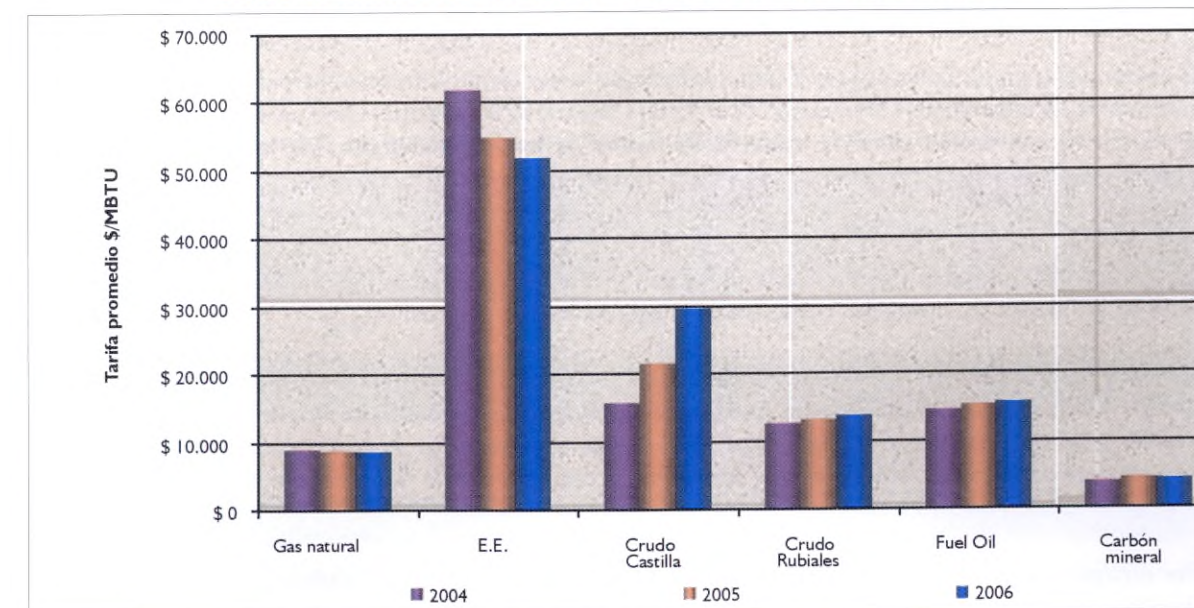
Este sector es el de mayor consumo de gas natural. Las industrias que demandan las mayores cantidades de energía se concentran en la región de la Costa Atlántica, Bogotá, Cali, Medellín y Barranca. Estos mercados también tienen acceso a los sustitutos debido a su posición estratégica cerca de grandes centros de consumo o refinerías.

El precio y la disponibilidad son factores de decisión para las industrias que utilizan gas natural como su combustible principal y que determinan o no su competitividad. Los sustitutos del gas natural en el sector industrial son: electricidad, crudo de castilla, de rubiales, fuel oil, carbón mineral y en menor escala el GLP.

El precio de los sustitutos, como se ve en la siguiente gráfica, evidencia que el carbón es el energético más económico, seguido del gas natural y de los crudos. Sin embargo, tanto el carbón como los combustibles líquidos requieren de infraestructura adicional para almacenamiento y para disposición de residuos, situación que incrementa costos de operación y mantenimiento, sin considerar aspectos de orden ambiental.

En resumen, la competitividad del gas en el sector industrial continúa siendo favorable con respecto a la energía eléctrica y los combustibles líquidos: ACPM, GLP y fuel oil. Sin embargo, la competencia es apretada con crudo pesado tipo rubiales y con el carbón. Sin duda la evolución de la oferta de estos energéticos y sus precios determinarán las posibilidades de que el gas natural se posicione a mediano plazo en el sector industrial. Quizá los factores como la calidad del gas, la comodidad en su utilización y sus ventajas ambientales hacen que no sea posible explicar el comportamiento de la demanda en términos de precios. La gráfica 49 presenta la evolución de los precios de los diferentes energéticos que se consumen en el sector industrial.

Gráfica 49
COMPORTAMIENTO DE PRECIOS DE ENERGÉTICOS SECTOR INDUSTRIAL



Fuente: Informe sectorial gas natural en Colombia-Promigás. 2004 y 2006.

Sin embargo, es claro que las percepciones de insuficiencia en la oferta han generado escepticismo de parte de algunas industrias, las cuales han optado por otros energéticos de mayor proyección en las disponibilidades del recurso para el mercado.

7.1.3 Sector Transporte

En el sector transporte la alternativa de utilizar GNVC como combustible es cada vez más atractiva, en especial para el transporte público, mayor beneficiado con el programa en razón a las distancias recorridas diariamente.

El precio del GNV está ponderado como un 60% del precio de la gasolina, por esto se logra una rápida recuperación de la inversión de la conversión de tecnología. También se han realizado programas con incentivos económicos tendientes a acelerar el proceso de sustitución de combustibles líquidos por gas; tal es el caso de los bonos de descuento para la instalación de los kits de conversión, lo cual se traduce en un mayor ahorro.

En la gráfica 50 se presenta el comportamiento del valor en pesos colombianos por galón, o galón equivalente para el caso del GNV. La competitividad del GNV radica en el diferencial del precio que desde el año 2000 tiende a converger con el precio del ACPM, el que a su vez se distancia del precio de la gasolina regular y sólo desde 2005 el precio del GNV tiende a diferenciarse más del ACPM. El precio de la gasolina extra es siempre más elevado y su uso queda confinado al reducido parque de los vehículos que lo requieren,

Dada la importancia histórica del consumo de gasolinas y el cambio en sus precios desde 2001, a la fecha conviene señalar que, según el análisis econométrico realizado, se ha registrado una elasticidad precio de la demanda próxima a -0.4, por lo cual se puede afirmar que la política de precios aplicada ha contenido su demanda en los últimos años de un modo importante, mientras que ha estimulado el consumo de ACPM, invirtiéndose la tendencia histórica de déficit de gasolinas y exceso de intermedios, debiéndose recurrir a la importación de ACPM, mientras se exportan gasolinas. (Véase gráfica 50).

7.1.4 Sector Eléctrico

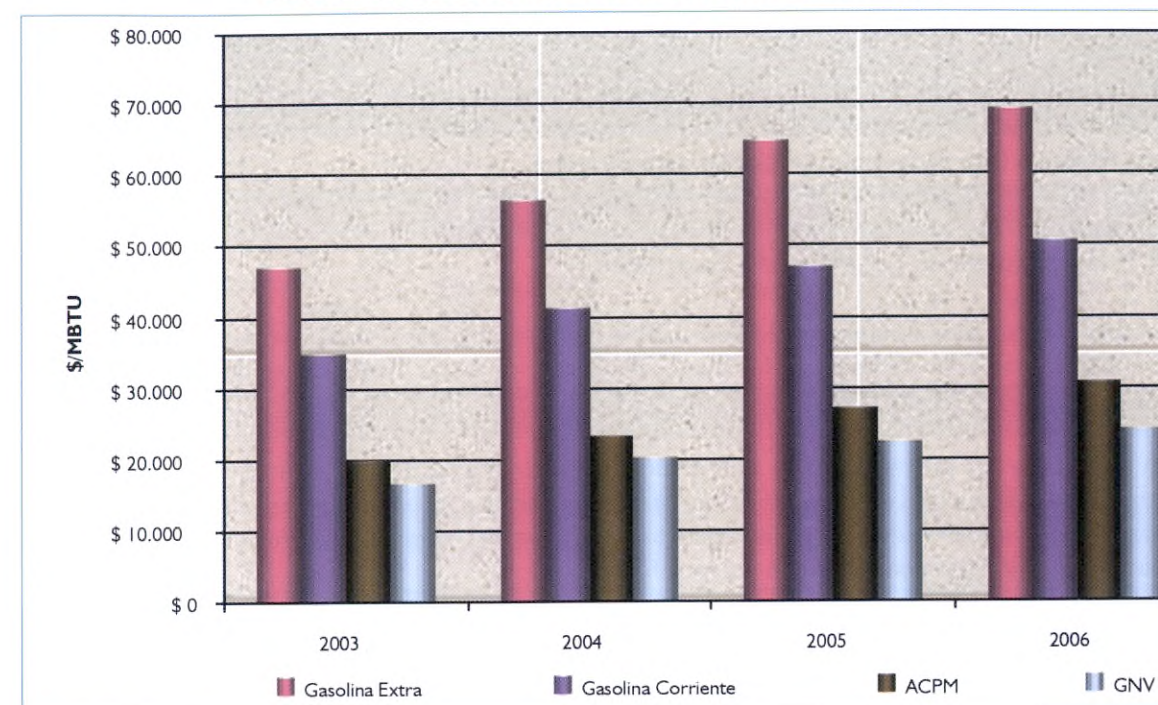
El sector eléctrico en Colombia se ha caracterizado por tener un alto componente hidráulico. Sin embargo, eventos de racionamiento como el que ocurrió en 1992 mostraron la necesidad de diversificar las fuentes primarias de generación eléctrica. Además de poseer generación hidráulica, hoy el país cuenta con un parque de generación térmica proveniente de fuentes no renovables como gas y carbón, y en menor escala de fuentes alternativas como eólica (Jepirachi, ubicada en el departamento de La Guajira).

Para evaluar las diferentes alternativas de generación requeridas para la expansión del sistema, es necesario analizar los costos de inversión, combustible y operación, entre otros.

Como generalidades de las diferentes tecnologías, se tiene que la producción de electricidad con hidroeléctricas tiene ventajas económicas ya que su costo de producción no implica costos asociados al combustible de producción y transporte: esta misma característica es compartida por la generación proveniente de recursos eólicos, el cual aprovecha el recurso natural. Sin embargo, a estas plantas se les asocian costos de oportunidad.

Por otra parte, tecnologías que utilizan combustibles fósiles como gas natural, carbón mineral, combustibles líquidos como diesel y fuel oil, tienen costos asociados con los combustibles, los cuales son transados en el mercado. Esta es una de las razones que hace que el costo variable de la generación térmica sea mayor

Gráfica 50
COMPORTAMIENTO DE PRECIOS EN EL SECTOR TRANSPORTE



Fuente: UPME.

que el presentado en las hidráulicas. Además los costos de combustibles varían dependiendo de la ubicación de las plantas.

En este sector el gas natural compite principalmente con la generación a carbón, en relación con los costos de combustible y la eficiencia. En la tabla 15 se comparan los costos promedio de instalación y operación para centrales de generación con diferentes tecnologías.

Tabla 15
COSTOS DE PLANTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE Y TECNOLOGÍA

COMBUSTIBLE	AGUA	GAS	GAS	GAS	CARBÓN	VIENTO
TECNOLOGÍA		SIMPLE	CICLO COMBINADO	CIERRE CICLO	PULVERIZADO	AERO-GENERADOR
Capacidad (MW)	200	150	200	450	150	19.5
Costos generación (USD/MWh)	\$ 0.03	\$ 0.05	\$ 0.04	\$ 0.03	\$ 0.04	\$ 0.03
Costo instalación (USD/MW)	\$ 1,125	\$ 495	\$ 700	\$ 1,018	\$ 1,069	\$ 704
Eficiencia %		34.3	49.3		29.7	
Costo combustible anual (MUS\$/año)	\$ 0	\$ 18.73	\$ 17,10	\$ 4,5	\$ 5,34	\$ 0

Fuente: CIGE Versión 1.0 de Integral S.A. 2005.

Los costos de combustible dependen del factor de planta, que para este caso se suponen de 0.65 para plantas que operan con gas natural y 0.7 para plantas que operan con carbón mineral.

De la tabla anterior se concluye que las plantas térmicas que utilizan como combustible el gas natural, tienen menores costos de instalación que las plantas a carbón mineral. Sin embargo, las centrales de carbón tienen un costo de generación menor, una eficiencia menor, y un mayor nivel de emisiones de gases de efecto invernadero que las plantas de gas natural.

7.2 Proyecciones-Escenarios de Sustitución³³

El estudio realizado por la Fundación Bariloche sobre políticas de precios, efectuó un análisis de sustitución entre fuentes con el fin de estimar el impacto de los precios en las proyecciones de la demanda final, tomando como año base el 2005.

Para determinar las proyecciones se asumieron diferentes alternativas de sustitución de energéticos, partiendo de la estructura de consumo actual de energía por fuentes en cada sector, subsector y/o uso,³⁴ utilizando los precios relativos de los energéticos, los costos de inversión, la calidad de la prestación y el impacto ambiental de cada opción de equipos-fuente.

Las sustituciones se presentan en los sectores residencial, comercial, industrial y transporte. Los escenarios se configuraron partiendo de un supuesto básico como fue considerar diferentes precios de gas natural en boca de pozo así: 1.65 US\$/MBTU para el caso base y 2.5, 3.5 y 4.0 US\$/MBTU para cada uno de los escenarios.

El precio del barril de petróleo se asumió entre 60 y 65 dólares para establecer oferta de derivados a partir de una gama diversificada de fuentes alternativas (CTL, GTL y biocombustibles). En el caso del carbón mineral se utilizó un precio de 77 US\$/tonelada para el año 2005 y de 92 US\$/tonelada a partir de 2010 tanto en el caso base como en los distintos escenarios. La estructura de los precios para los diferentes energéticos se presenta en la tabla 16. (Página siguiente).

Para el caso base, es decir con la actual estructura de precios y un precio en boca de pozo de Gas Natural de 1.65 US\$/MBTU, los resultados muestran que el incremento en el consumo energético en el periodo 2005-2025 es 2.73% promedio anual, siendo el gas natural la fuente de mayor penetración con una tasa promedio de 5.54%, ganando en consecuencia una participación de 11.0% en el consumo final total de la canasta energética. Este aumento se vería reflejado en los siguientes usos:

1. Residencial Urbano: principalmente en cocción donde desplaza a la electricidad. El GLP mantiene su participación en este uso
2. Comercial y Público: desplaza en los usos calóricos al GLP³⁶ y a la electricidad

³³ La información para esta sección se tomó del "Estudio: Diseño de un política integral de precios de los energéticos para el Caso colombiano". Fundación Bariloche. 2006.

³⁴ Se trabaja con el consumo de energía útil en todos los sectores, a excepción del Transporte donde se trabaja directamente en energía neta.

³⁵ Este precio incluye manejo y transporte. Se parte de un valor en Boca de mina bajo y se lo lleva al precio estimado para hacer sustentable una industria reorganizada.

³⁶ De hecho el desplazamiento del GLP en áreas urbanas a partir del PMG fue predicho en el estudio realizado por el IDEE/FB en asociación con C. García y J. E. Torres, UPME, *Estudio de la demanda potencial de gases combustibles*, Bogotá, 1997. Ello conduce a analizar el papel y potencialidad del GLP en áreas rurales lo que se halla contemplado en este análisis de modo aproximado.

Tabla 16
ESCENARIOS DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS US\$/MBTU

	CASO BASE		ESCENARIO 1		ESCENARIO 2		ESCENARIO 3	
	2005	2010 más allá	2005	2010 más allá	2005	2010 más allá	2005	2010 más allá
Valor boca de pozo	1.65		2.50		3.50		4.00	
Residencial								
Gas natural	6.64		7.58		9.63		12.23	
GLP	10.88	11.51	10.88	11.51	10.88	11.51	10.88	11.51
Electricidad	22.19		22.99		24.23		25.56	
Comercial Público								
Gas natural	6.87		7.83		9.91		12.56	
GLP	10.88	11.51	10.88	11.51	10.88	11.51	10.88	11.51
Electricidad	26.63		28.53		32.32		36.47	
Industria								
Gas natural	6.87		7.83		9.91		12.56	
Carbón	2.57	3.06	2.57	3.06	2.57	3.06	2.57	3.06
Diesel	18.50	20.17	18.50	20.17	18.50	20.17	18.50	20.17
Fuel Oil	10.57	11.25	10.57	11.25	10.57	11.25	10.57	11.25
Transporte								
Gasolina	25.93	27.26	25.93	27.26	25.93	27.26	25.93	27.26
Diesel	18.50	20.17	18.50	20.17	18.50	20.17	18.50	20.17
GNV	9.63		10.48		12.33		14.68	

Fuente: Estudio Política de Precios FB.

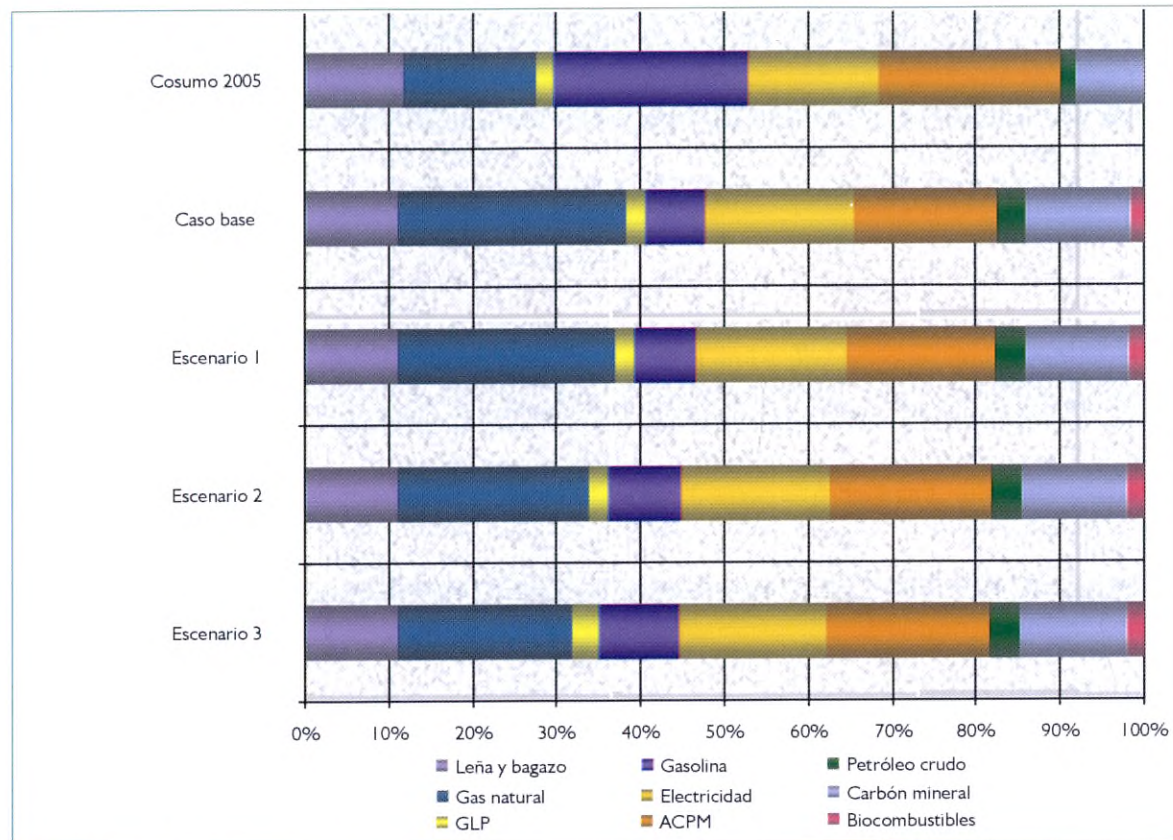
3. Industrial: con una moderada penetración debido a su competencia con el carbón
4. Transporte Carretero: en todos los subsectores desplazando principalmente a las gasolinas, con una mayor penetración en taxis, bus urbano y carga urbana³⁷.

En la gráfica 51 se presenta una comparación de la prospectiva bajo distintos escenarios de precios de gas natural en boca de pozo, acorde con lo señalado en la tabla 16.

Los resultados de las proyecciones del consumo final total por fuentes para el año 2025, muestran que mayores precios del gas natural, y también de la electricidad debido al aumento de los costos de generación, ocasionarían una reducción del consumo de gas natural en la matriz y unos incrementos pequeños de electricidad, como puede apreciarse en la gráfica 51.

³⁷ En la medida en que aumente el parque de otras modalidades y la disponibilidad de centros de carga, el GNV podría aún tener una mayor penetración.

Gráfica 51
COMPARACIÓN DEL CONSUMO FINAL DE FUENTES EN 2025



Fuente: Estudio Política de Precios FB.

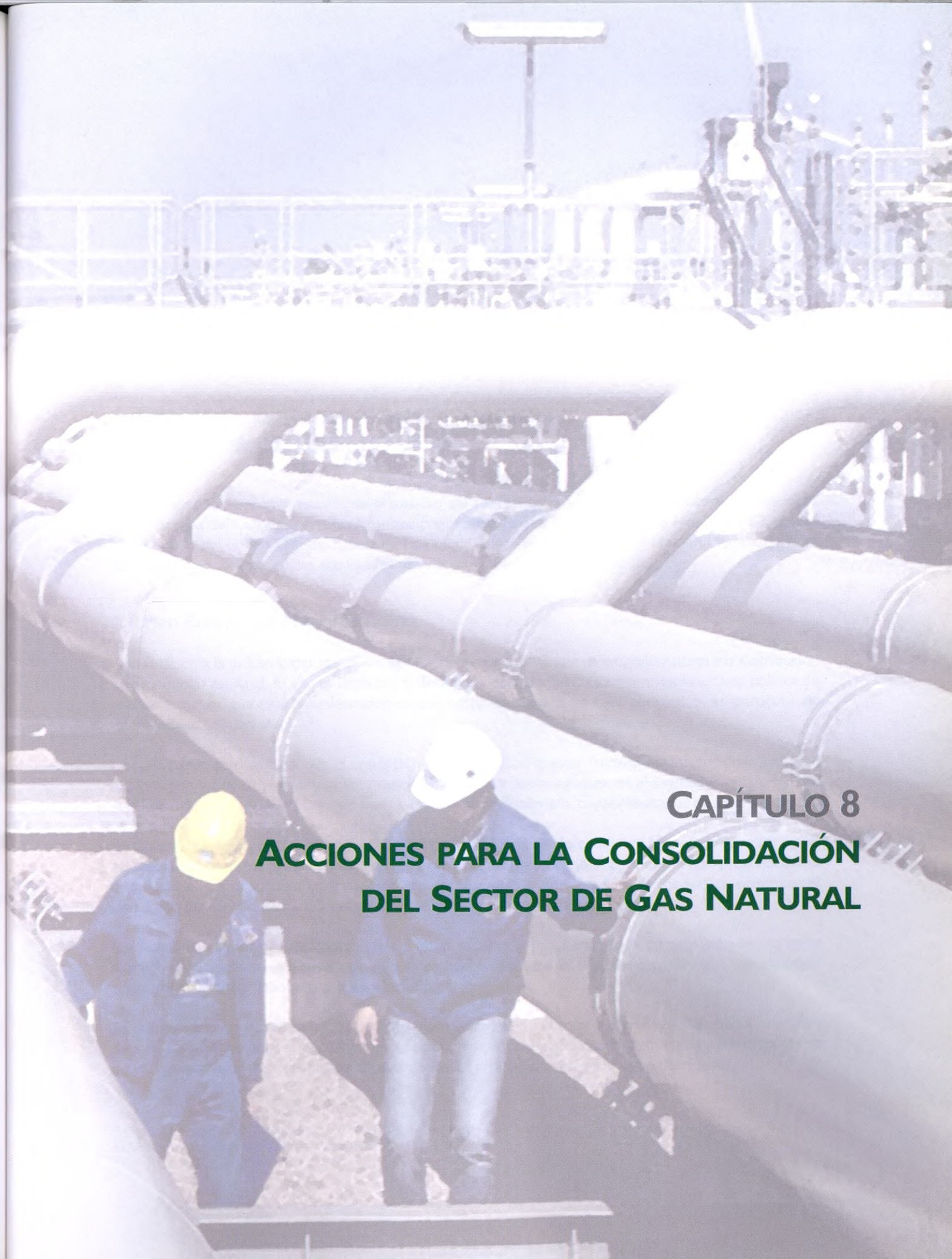
Se destaca principalmente el mayor consumo de carbón mineral en los escenarios 1, 2 y 3 respecto al caso base, a medida que aumentan progresivamente los precios del gas natural. Lo mismo ocurre con las gasolinas y el diesel, con el correspondiente aumento de etanol y biodiesel. Como contrapartida se observan los menores consumos de gas natural.

Es de mencionar la reducción del consumo de electricidad en 2025 del escenario 3 respecto al caso base. Ello se debe a que el aumento de los precios de la electricidad llevaría a una mayor participación del GLP en los usos calóricos del residencial urbano y del comercial y público.

En particular, la utilización de petróleo crudo como combustible no parece aconsejable dada su oferta y necesidad para el abastecimiento de las refinerías.

En los casos en que las diferencias son nulas, no es que la evolución de los precios del gas natural y la electricidad no afecten la participación de dichas fuentes, sino que se considera que dicho efecto es muy pequeño.

Considerando los resultados del caso base, la gasolina es el único energético que reduce su participación y los demás energéticos presentan en el periodo crecimientos que permiten aumentos significativos, salvo el caso del GLP. En este caso la participación relativa de los derivados del petróleo disminuye a un 30% mientras que en el 2005 se aproximaba al 49%. Estos resultados se deben en buena medida al incremento del gas natural, el cual gana en forma relativa cerca de 12 puntos porcentuales en el 2025.



CAPÍTULO 8 ACCIONES PARA LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL

8 ACCIONES PARA LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL

En este capítulo se revisan asuntos de actualidad del subsector, tales como el Plan Energético Nacional, las Estrategias del CONPES para la dinamización y consolidación del Sector de Gas Natural en Colombia, el desarrollo del Fondo Especial Cuota de Fomento, la Reunión del Grupo Ad-Hoc en Materia Gasífera de la Comunidad Andina y las actividades del Consejo Nacional de Operación.

8.1 Plan Energético Nacional (PEN)

Con relación a la industria del gas, el transporte tiene condiciones de monopolio natural y la distribución de monopolio regional. El mayor estímulo al desarrollo del mercado radica en establecer una política de precios relativos que exprese adecuadamente el costo económico de cada energético, en particular de los derivados del petróleo.

Por una parte, se considera que la regulación de precios podría estar frenando el interés en la actividad exploratoria y por otra, se argumenta que existiendo tan pocos agentes en el segmento productivo, la liberación de precios podría concluir con un manejo poco equitativo, cuyos resultados pueden repercutir.

En Colombia la figura del comercializador puro no se ha desarrollado quedando la comercialización a gran escala en manos de los productores. Hay acciones que podrían contribuir a facilitar la competencia como evitar que el gas producido en un campo sea comercializado por uno sólo de los socios, concretar el desarrollo del campo Cusiana y desarrollar las interconexiones internacionales.

Los esquemas existentes de concesiones y áreas exclusivas han facilitado la participación de un buen número de agentes en la distribución que se ha hecho con base en agentes privados con una situación actual de suficiencia financiera y buena gestión.

En cuanto a la comercialización³⁸, falta un marco regulatorio que otorgue una mayor libertad a la fijación de precios y a las condiciones de contratación a escala mayorista, que abra espacios para que un comercializador pueda agregar valor como punto de contacto entre el productor y los grandes consumidores.

³⁸ Mediante la Resolución CREG 011 de 2003, la Comisión estableció los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible.

Con el fin de desarrollar un mercado secundario del gas natural, es importante que se aplique a cabalidad el RUT³⁹, implementando los BEO⁴⁰ que tienen como objetivo hacer visible y transparente el mercado. También es necesario evitar la inclusión de cláusulas restrictivas del mercado secundario por parte de productores y transportadores en los contratos que se firmen. Como herramienta adicional, la estructuración de un sistema de información integrado de toda la cadena del gas y sus sustitutos, disminuiría las asimetrías existentes.

Los gases combustibles constituyen alternativas menos costosas y de menor impacto ambiental en diversos usos industriales, comerciales y domésticos, que sus potenciales sustitutos. Es conveniente consolidar el Plan de Masificación de Gas y tomar las medidas necesarias para incrementar su producción y consumo (ampliación de cobertura, usos del gas vehicular, gas como insumo petroquímico, entre otros), complementándolo con el GLP en aquellas zonas a donde no puede llegar económicamente la red de gasoductos. En lo esencial, como complemento al Plan de Masificación del Gas Natural, el GLP debe mantener e incrementar su cobertura en las pequeñas ciudades y áreas rurales.

En el largo plazo es necesaria la incorporación de nuevas reservas que permitan consolidar el mercado de gas, pero para ello es necesario dar señales que incentiven la búsqueda y hallazgo de gas natural. Estas señales son de dos tipos, una es el nivel de los precios que justifiquen las inversiones involucradas, y la otra es garantizando un mercado grande, adicionando al mercado nacional un mercado de exportación.

8.2 Estrategias para la dinamización y consolidación del sector de gas natural en Colombia

El Gobierno Nacional planteó el fortalecimiento de la política masificación del gas mediante el documento CONPES 3244 de 2003, para lo cual se requiere la conciliación inmediata de la política de sostenibilidad a largo plazo de las actividades de exploración, producción y transporte de gas en el interior del país, y contar con precios competitivos de la canasta de energéticos. Como antecedente, el CONPES⁴¹ había recomendado adoptar una estrategia con fundamento en tres aspectos principales:

1. Adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente para los combustibles líquidos, lo cual implica el desmonte de los subsidios a la gasolina y al ACPM y la adopción de un sistema general de precios que reconozca la realidad de los precios internacionales⁴².
2. Asegurar la disponibilidad del gas natural en el corto y largo plazo. Es prioritario continuar con las políticas ya establecidas en todas las actividades de la cadena, en especial en las etapas de exploración y producción, con el propósito de garantizar a futuro el normal abastecimiento de gas natural. Esta política incentiva las exploraciones costa afuera, para hacer más atractiva esta actividad y así aumentar la oferta de gas natural en el país.
3. Sostenibilidad financiera de ECOGAS en el largo plazo. La CREG estableció las nuevas tarifas máximas para el sistema ECOGAS⁴³ con base en una señal de distancia, y los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público, y el Departamento Nacional de Planeación, elaboraron conjuntamente

³⁹ RUT Reglamento Único de Transporte.

⁴⁰ BEO Boletín Electrónico de Operaciones.

⁴¹ Documento CONPES No. 3190 de 2002 "Balance y Estrategias a Seguir para Impulsar el Plan de Masificación de Gas".

⁴² De acuerdo con lo estipulado mediante la Ley 812 de 2003 – "Plan Nacional de Desarrollo – Hacia un Estado Comunitario" en su Artículo 8.

⁴³ Como se describe en el Capítulo 3.

un estudio tendiente a valorar el comportamiento del flujo de caja de la empresa en el mediano y largo plazo.

8.2.1 Lineamientos de política y estrategias

En este contexto, el documento CONPES 3244 recomendó adoptar los siguientes lineamientos de política y estrategias:

1. Reglamentar el Artículo 8 de la Ley 812 de 2003 del Plan Nacional de Desarrollo, estableciendo una senda de aumentos que permitan igualar y mantener los precios internos de los combustibles líquidos a un precio internacional de crudo de largo plazo.
2. Homogeneizar los períodos de indexación de los combustibles.
3. Reglamentar las exportaciones de gas natural y establecer los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional⁴⁴ de este combustible, respetando los contratos existentes.
4. Dar viabilidad al negocio de transporte de gas natural del interior del país en el largo plazo para conducir el negocio del transporte de gas asociado a ECOGAS al mercado con dos objetivos fundamentales: vincular a un inversionista y operador privado al negocio del transporte de gas, y valorar el negocio.

8.2.2 Recomendaciones

Una de las recomendaciones del documento CONPES fue la de establecer un marco general para la actividad de exportación de gas natural, para lo cual el Gobierno Nacional mediante el Decreto No. 3428 del 28 de noviembre de 2003 reglamentó los intercambios comerciales internacionales de gas natural cuyos principales elementos son:

1. Los productores de gas natural sólo podrán disponer libremente de las Reservas Probadas cuando el Factor R/P de Referencia⁴⁵ sea mayor a siete años.
2. Los Remitentes del Sistema Nacional de Transporte tienen la obligación de dar prioridad a la atención de la demanda nacional.
3. La actividad de exportación de gas natural no constituye servicio público domiciliario ni actividad complementaria al mismo.
4. El precio del gas natural destinado a la exportación, incluyendo el precio del transporte, será pactado libremente entre las partes.
5. Los Productores que comercialicen gas natural podrán construir y operar la infraestructura que se requiera para transportar el gas natural destinado a la exportación o importación y disponer de la capacidad de transporte de las interconexiones internacionales de gas natural.
6. En el evento en que se den situaciones que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda nacional, los contratos celebrados por los Agentes Exportadores para la exportación de gas natural tendrán el mismo tratamiento que un contrato celebrado para atender el consumo nacional, conforme lo establece el Decreto 1515 de 2002⁴⁶.

⁴⁴ Tal como está dispuesto en el Artículo 59 del Plan Nacional de Desarrollo.

⁴⁵ Factor R/P de Referencia: Es el resultado de dividir las Reservas de Referencia, definidas como las Reservas Probadas de gas natural más los volúmenes comprometidos en los contratos de importación que garanticen firmeza entre la Producción de Referencia que resulta de sumar los volúmenes de los contratos de suministro y exportación en firme y los volúmenes de gas natural demandados en las solicitudes en firme de suministro. El MME reglamentó el procedimiento para el cálculo anual del Factor según la Resolución 180270 de marzo 11 de 2004.

⁴⁶ Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Un análisis retrospectivo del documento, muestra que casi la totalidad de las recomendaciones se vienen implementando, pero aún falta un buen trecho por recorrer, y quizá mientras la incorporación de reservas no sea explícita, el sector debe prepararse para cambios que le permitan afrontar los retos que impone seguir las tendencias mundiales en un marco de demanda creciente y con hallazgos escasos en el ámbito nacional.

8.3 Fondo Especial Cuota de Fomento

Este fondo tiene como finalidad impulsar proyectos de desarrollo de infraestructura de gas natural en los municipios y el sector rural, prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales, es decir aquellos municipios que por su condición de localización respecto del Sistema de Transporte permiten que un proyecto de infraestructura sea técnica y económicamente viable, y que además tengan el mayor índice de necesidades básicas insatisfechas.

Este Fondo fue creado en el artículo 15 de la Ley 401 de 1997⁴⁷, administrado por ECOGAS y se sustenta con los recursos pagados por los usuarios del sistema nacional de transporte de gas natural, del 1.5% sobre el valor de la tarifa que se cobre por el transporte de gas efectivamente realizado⁴⁸.

Los proyectos de Infraestructura cofinanciables, son proyectos para la construcción, incluido el suministro de materiales y equipos, y puesta en operación de:

- Gasoductos ramales y/o Sistemas Regionales de Transporte de gas natural
- Sistemas de distribución de gas natural en municipios que no pertenezcan a un Área de Servicio Exclusivo
- Conexiones de usuarios de menores ingresos.

Las solicitudes de cofinanciación de proyectos de infraestructura deben ser presentadas por las entidades territoriales o empresas prestadoras del servicio a la UPME, teniendo en cuenta los requisitos definidos en la Resolución UPME 0026 de 2005, quién evaluará los proyectos sometidos a su consideración y emite concepto debidamente motivado sobre la elegibilidad de los mismos, priorizándolos trimestralmente.

Una vez sea presentado por parte de la UPME el orden de prioridad de proyectos elegibles, ECOGAS someterá a su aprobación las solicitudes de cofinanciación, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos en la fecha de aprobación.

Los solicitantes son responsables de la ejecución, supervisión y control de la utilización de los recursos del Fondo, los cuales en ningún caso podrán destinarse a cubrir directa o indirectamente gastos ordinarios de funcionamiento de cualquier entidad vinculada al desarrollo del proyecto ni a la interventoría del mismo.

Las empresas prestadoras del servicio de transporte o de distribución de gas natural por redes, según sea el caso, deberán reflejar en la facturación a los usuarios de menores ingresos el valor no cobrado en

⁴⁷ Reglamentado por el Decreto No. 3531 de octubre 28 de 2004.

⁴⁸ También conforman el Fondo Especial Cuota de Fomento los recursos provenientes de los rendimientos en operaciones financieras que se realicen con los recursos del Fondo así como los excedentes financieros que resulten al cierre de cada ejercicio contable y los intereses de mora que se generen por incumplimiento en el pago o giro de la Cuota de Fomento.

las tarifas y deberán suministrar al administrador del Fondo la información que éste requiera para efectos de lo previsto en el numeral 87.9 del Artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

Los recursos aprobados para cofinanciar los proyectos de infraestructura serán aportados a la Empresa de Servicios Públicos comprometida con el proyecto en los términos establecidos en el numeral 87.9 del Artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y, con sujeción a dicha norma, el aporte deberá figurar en el presupuesto del Fondo Especial Cuota de Fomento.

La propiedad de la infraestructura cofinanciada será compartida en proporción directa a los aportes de recursos de quienes participen en la cofinanciación, mientras no se efectúe la reposición de la misma por parte de la empresa prestadora del servicio público de transporte o de distribución de gas natural por redes, según corresponda. No será objeto de remuneración vía tarifaria la proporción de la inversión realizada con recursos de cofinanciación del Fondo respecto de los usuarios subsidiados.

8.4 Espacios de discusión para consolidar el sector de Gas Natural

8.4.1 Reunión del Grupo de Expertos Ad Hoc en gas de la CAN

En la Comunidad Andina de Naciones - CAN se creó el Grupo de Expertos Ad Hoc en gas, el cual avanza en la ejecución de un plan de trabajo hacia la integración de gas natural, evaluando la conveniencia de que los países de la subregión andina marchen a partir de los procesos de integración binacionales con criterios no solamente económicos sino incluyendo un fuerte componente social y con miras a un desarrollo integral de largo plazo.

En consecuencia, trabajan en la definición ordenada de una agenda de acción que involucre a los Países Miembros a participar de modo creativo en la articulación de esta visión de largo plazo con miras a la integración energética.

8.4.2 Consejo Nacional de Operación

El Consejo Nacional de Operación de Gas está compuesto por miembros representantes de los productores, remitentes y transportadores, según lo dispuesto en las normas vigentes. Los temas de mayor importancia que han sido tratados en el CNO-Gas hacen referencia a:

- **Proyecto de cambio del ciclo de nominación de transporte y del ciclo de suministro de gas:** El citado proyecto contempla atrasar estos ciclos en 45 minutos, con el fin de permitir intercambios internacionales de energía eléctrica. El CNO - Gas emitió un concepto sobre los ajustes propuestos que se envió a la CREG como soporte para la expedición de la Resolución CREG 014 de 2003.
- **Condensación de hidrocarburos en el gasoducto Ballena Cartagena y propuesta sobre el valor del cricondentherm⁴⁹:** Se contrataron expertos para tratar el tema y proponer soluciones para evitar la producción de líquidos de hidrocarburos en condiciones de transporte, como el caso que se ha observado de la condensación de hidrocarburos en el gasoducto Ballena-Cartagena. Adicionalmente se discutieron propuestas para modificar la regulación de calidad existente en Colombia,

⁴⁹ Término aplicado a la temperatura más alta a la cual al menos una traza de líquido puede hacerse aparecer en un vapor por cualquier presión, por grande que sea. (Thermodynamics, Weber and Meissner).

tales como incluir la referencia específica de los estándares que se deben adoptar para la medición de cada uno de los parámetros de calidad del gas natural y considerar la adición de otras especificaciones de calidad.

- **Propuesta de modificación del RUT:** Puesto que actualmente el CNO -Gas ha encontrado problemas en la aplicación de este reglamento, ha venido trabajando sobre las dificultades que se han detectado y las modificaciones que habría que realizarle para resolverlos. Para el efecto se acordó clasificar los temas en cuatro grandes grupos: Técnico, Comercial, Coordinación Gas-Electricidad y Jurídicos.

El propósito de estos análisis, una vez terminados, es hacer a la CREG una propuesta de reforma y las recomendaciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el RUT⁵⁰.

Hasta la fecha el CNO-Gas ha puesto a consideración de la CREG su posición con respecto a la metodología para el cálculo de las pérdidas de gas en el interior del país, la información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad, la administración de integridad de gasoductos, propuesta para reglamentar el mercado secundario de transporte de gas, interrupciones de servicio, acceso a gasoductos dedicados, entre otros.

Igualmente el CNO-Gas ha enviado comunicaciones al Ministerio de Minas y Energía con respecto a la propuesta de ACOLGEN para la creación de una empresa independiente, neutra y transparente, que se encargue de la administración del mercado secundario de suministro y transporte de gas, y al ICONTEC con respecto al anteproyecto de Norma Andina sobre calidad del gas.

- **Discusión del documento proveniente de la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres (DGPAD), denominado Plan Nacional de Contingencia Sector Transporte de Gas Natural (PNCTGN):** El CNO-Gas analizó aspectos tales como marco jurídico, marco institucional, objetivo general, objetivos específicos, marco conceptual, marco institucional, esquema de respuesta, funciones de la organización (estratégica, táctica, operativa, técnica), y planteó la importancia de que se defina la competencia relacionada, en adelante, con la revisión y aprobación de los planes de contingencia de los gasoductos entre el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Interior y de Justicia.

8.5 Acciones para el Fortalecimiento

La política energética colombiana ha estado encaminada a mantener su aporte a la balanza comercial en un ambiente de mercados, en armonía con el medio ambiente. El marco en el que se desarrollan estas políticas es el mercado energético, caracterizado en los últimos años por un crecimiento sostenido de la demanda de la mayoría de los energéticos, salvo la gasolina que se ha correspondido con una oferta suficiente, pero que empieza a mostrar desequilibrios en uso del ACPM a pesar del aumento generalizado de precios. En este contexto también se han definido estrategias y metas de gobierno, cumplidas algunas y otras por terminar.

En el caso particular del gas natural han sido notorios los avances en los últimos años por su posicionamiento como fuente para la cocción y calentamiento de agua en el sector residencial y como combustible sustituto de la gasolina en el sector transporte.

⁵⁰ Reglamento Único de Transporte.

Para que el sector de gas natural continúe su proceso expansivo en el mercado energético nacional, aumentando continuamente su participación en el balance de energía primaria, es necesario adelantar algunas acciones que permitan el fortalecimiento de esta industria y su consolidación como energético primario de mayor presencia en la canasta energética. A continuación se relacionan algunas de las acciones que se consideran pertinentes para el mejoramiento:

1. Teniendo en cuenta que la regulación del sector está diseminada en distintas instituciones gubernamentales, es deseable que acorde con el modelo de desarrollo trazado por el gobierno, esta se concentre en forma armónica con el marco institucional definido.
2. Dar las señales adecuadas a fin de asegurar el abastecimiento interno para los distintos sectores socioeconómicos de consumo, como importaciones de gas vía LNG, barcasas u otras opciones tecnológicas el en caso de no incorporarse nuevas reservas.
3. Una vez exista plena definición de los esquemas de abastecimiento, profundizar la sustitución de combustibles líquidos por gas natural para el sector transporte.
4. Reflejar en la regulación del sector de gas natural, las políticas de uso racional y eficiente de energía, habilitando en forma explícita el desarrollo de la cogeneración y autogeneración como solución energética de gran importancia para el país y su competitividad en el mundo globalizado.
5. El regulador debe definir mecanismos para la remuneración de distintas alternativas que posibiliten aumentar la confiabilidad en el suministro de gas ante distintos eventos.
6. Se debe revisar detalladamente la regulación en lo referente a la metodología tarifaria, para que las ampliaciones del sistema de transporte sean oportunas y posibiliten un abastecimiento pleno.
7. Se debe establecer en forma clara y precisa el modo como los agentes deben suministrar la información, para que su acopio, manejo y divulgación permita evitar las asimetrías y los mercados puedan funcionar mejor.

BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN

1. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia. www.minminas.gov.co
2. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. www.creg.gov.co
3. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios www.superservicios.gov.co
4. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. www.upme.gov.co
5. Empresa Colombia de Petróleos ECOPEPETROL www.ecopetrol.com.co
 - a. Ventas Nacionales
 - b. Informe Anual 2003 y 2004
 - c. Informe de Reservas 2003 – 2004 – 2005.
 - d. Estadísticas Volumétricas de la Industria Petrolera – Dirección General de Planeación y Riesgos. 2000-2006
6. Agencia Nacional de Hidrocarburos. www.ahn.gov.co
7. Department of energy. Energy Information Administration (EIA).
 - a. Energy Outlook
 - b. International energy annual
 - c. Energy Review
 - d. Country Briefs
8. BP Statistical Review of World Energy. June 2005
9. Oil and Gas Journal. www.oilandgasjournal.com
10. Dirección de Estudios Económicos DNP. Escenario macroeconómico DNP del 3 de mayo de 2005.
11. Banco de la República. www.banrep.gov.co
12. Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. www.dane.gov.co
13. Ecogas. www.ecogas.com.co
14. Promigás. www.promigas.com
 - a. Informe Sectorial Gas Natural en Colombia 2004 y 2005
15. Transoriente www.transoriente.com.co
16. Transoccidente www.transoccidente.com.co
17. Transmetano www.transmetano.com.co
18. Progasur. www.progasur.com.co
19. Gastol. www.gasoductodeltolima.com.co
20. Transcogás www.transcogas.com.co
21. Itansuca - Argos.
22. "GNV: un sector dinámico y en crecimiento" Publigás al Día. Enero – Marzo de 2005. pg.25
23. Gas Vehicular. Ediciones noviembre-diciembre 2005, septiembre 2005. Orvisa Comunicaciones Ltda. Bogotá – Colombia.
24. XM. Servicio de consulta en línea NEON.
25. SIEGE - Seminario Internacional Integración Energética Gas Y Electricidad - Cier. Septiembre de 2004
26. CONPES No. 3244 de septiembre 15 de 2003.
27. CONPES No. 3190 de 2002 "Balance y Estrategias a Seguir para Impulsar el Plan de Masificación de Gas."
28. Ley 812 de 2003 – "Plan Nacional de Desarrollo"
29. "Estudio: Diseño De Una Política Integral de Precios de Los Energéticos Para El Caso Colombiano". Fundación Bariloche. 2006.
30. Crisis de la industria del gas natural en Argentina", KOZULJ, Roberto. CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura. Santiago de Chile, Marzo de 2005.
31. "Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético". Arthur D'Little. 2006.
32. UPME. "Evaluación de la evolución del plan de masificación de gas combustible – resumen de investigación". 2005. pp 3-14
33. UPME. Plan Energético Nacional. Estrategia Energética Integral. Visión 2003 – 2020
34. UPME. "Proyecciones de demanda de gas natural sector residencial y comercial". Subdirección de planeación energética, grupo de Demanda. 2006
35. UPME. "Proyecciones de demanda de gas natural sector transporte". Subdirección de planeación energética, grupo de Demanda. 2006
36. CIGE Versión 1.0 de Integral S.A. 2005.
37. Petróleo Internacional. www.petroleo.com. Víctor G. Prieto-Consultor editorial, Octubre 2005
38. "Gas Natural: Perspectivas para el Mercado Nacional y Exportación" Juan Miguel Cayo M. Viceministro de Energía. Presentación Mayo de 2005.

PUBLICACIONES UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, elabora y pone a disposición de los agentes sectoriales, publicaciones con información de alto impacto para los sectores de Minas y Energía de Colombia.

Si está interesado en recibir las publicaciones elaboradas por la UPME, por favor diligencie el siguiente formato actualizando sus datos de contacto y envíelo al fax 2219537 de Bogotá.

Puede usar este mismo formato si desea referenciar a otros agentes interesados en recibir nuestras publicaciones.

----- ✂

DATOS SUSCRIPCIÓN	
NOMBRE:	_____
EMPRESA - ENTIDAD:	_____
DIRECCIÓN PARA ENVÍO DE CORRESPONDENCIA:	_____
DIRECCIÓN ELECTRÓNICA:	_____

POR FAVOR, MARQUE CON UNA X LAS PUBLICACIONES QUE DESEA RECIBIR

- Cadena del Carbón Colombiano
- Cadena del Gas Licuado de Petróleo en Colombia
- Cadena del Gas Natural en Colombia
- Cadena del Petróleo en Colombia
- Plan de Expansión de Generación y Transmisión
- Guía de Inversión Minera en Colombia
- Compilación de Normas en Materia Minera en Colombia
- Distritos Mineros: Exportaciones e Infraestructura de Transporte
- Mercado Nacional e Internacional del Carbón Colombiano
- Guía para desarrollar Proyectos de Ahorro de Energía en Centros Hospitalarios
- Revista Escenarios y Estrategias
- Mercado Nacional e Internacional del Carbón Colombiano
- La Cadena del Gas en Colombia

En nuestra página web www.upme.gov.co encontrará información completa sobre nuestras publicaciones

**Unidad de Planeación Minero Energética
UPME**

Carrera 50 No. 26-00
PBX: (57) | 2220601
FAX: (57) | 2219537
Bogotá D.C. Colombia
info@upme.gov.co
www.upme.gov.co

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01001601

BIBLIOTECA

La cadena de gas natural en Colombia
/Ministerio de Minas y Energía, Unidad de
Planeación Minero Energética

333.809861 C718ca Ej.2

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

UPME

Carrera 50 No. 26-00

PBX: (57) 1 222 0601 Fax 221 9537

Correo electrónico: info@upme.gov.co

www.upme.gov.co Bogotá D.C. - Colombia