

**“IMPACTO DE LAS REGLAMENTACIONES DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS AL MERCADO DE GAS NATURAL EN EL
PAÍS”**

EDWIN ANÍBAL RODRÍGUEZ DOMÍNGUEZ

Monografía para optar el título de especialista en gerencia de Hidrocarburos

**Director
RICARDO RAMÍREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERO DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005**

AGRADECIMIENTOS

En el desarrollo de la monografía, fue fundamental la asesoría del ingeniero Ricardo Ramírez, funcionario de la comisión, por su orientación en la regulación del mercado.

A la señorita Johanna Gómez, profesional en administración de empresas, por su explicación sobre Microeconomía.

A Simón Arteaga, más que jefe, un gran amigo que con sus múltiples enseñanzas inculcó el deseo de capacitarme, un amigo muy preciado.

A Hernán Villamil y familia porque son mi familia en Bucaramanga

A mis compañeros de trabajo, que con su tiempo colaboraron para que continuara con mis estudios de postgrado.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, y a los profesionales de la especialización, por el conocimientos departido en el alma mater.

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso, por su inmenso amor con el cual guía mi camino.

A mis padres, cuya formación impulsan mi continuo deseo de capacitarme.

A mis hermanos, para que luchen por sus metas por inalcanzables que estas sean.

A toda mi familia, los cuales me rodean en los momentos difíciles para que con serenidad tome las mejores decisiones.

A mi novia Johanna Gómez, por su paciencia en esta oportunidad de seguir adelante con nuestro camino.

A mis sinceros amigos, que nunca dejaron que desfalleciera por difícil que fue poder cursar a distancia la especialización.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1. HISTORIA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	2
1.1. Evolución histórica del gas natural en Colombia.	2
1.2. Evolución del mercado de Gas Natural Colombiano.	4
1.3. Visión del futuro del sector del Gas Natural en Colombia	7
1.3.1. Producción de gas natural 2003-2020	9
1.4. Desarrollo exploratorio en busca de nuevas reservas de Gas Natural.	11
CAPITULO 2. DESARROLLOS DE MERCADOS	13
2.1. Como se compone un mercado.	13
2.2. Mercados de economía de monopolio.	15
2.3. Mercados de economía de monopsonio.	16
2.4. Como afecta la regulación a la evolución de los mercados.	17
2.5. La regulación de los precios.	19
2.6. Las leyes antimonopolio.	20
CAPITULO 3. LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS.	22
3.1. La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG	22
3.2 Avances en materia regulatoria y otras reformas representativas para el desarrollo del mercado mayorista de gas natural.	23
3.2.1. Ley 142 de 1994 ó Ley de servicios públicos domiciliarios.	23
3.2.2. Resolución CREG 029 de 1995.	23

3.2.3. Resolución CREG 067 de 1995.	24
3.2.4. Resolución CREG 057 de 1996.	24
3.2.5. Ley 401 de 1997.	25
3.2.6. Resolución CREG 071 de 1998.	25
3.2.7. Resolución CREG 071 de 1999.	26
3.2.8. Resolución CREG 001 de 2000.	26
3.2.9. Resolución CREG 023 del 2000.	27
3.2.10. Resolución CREG 018 del 2002.	28
3.2.11. Ley 812 del 2003.	28
3.3. Impacto de las reglamentaciones dictadas por la CREG en busca de un mercado competitivo del gas natural.	29
3.4. Impacto del nuevo contrato de exploración y explotación de Hidrocarburos al mercado de gas natural.	34
CAPITULO 4. MERCADO DE GAS NATURAL NACIONAL Y COMPARACIÓN DE MERCADOS FRENTE A OTROS PAÍSES.	35
4.1. Características del mercado de Gas Natural.	35
4.2. Modelo del Mercado del Gas Natural Colombiano.	36
4.2.1. La cadena del mercado de gas natural.	36
4.2.2. La situación del sector antes de la reforma.	41
4.2.3. Reformas en el sector gas.	42
4.2.4. La CREG ha expedido una serie de regulaciones para el mercado del gas natural en busca de su desarrollo.	44
4.2.5. Situación del sector después de la reforma.	45
4.2.6. Señales equivocadas para el desarrollo del mercado del gas natural.	45
4.3. Modelo del Mercado de gas natural argentino.	47

4.3.1. Régimen Tarifario	47
4.3.2. Regulación por incentivos Gas Natural en Argentina	48
4.3.3. Factor de eficiencia	48
4.4. Modelo del Mercado de Gas Natural Canadiense.	48
4.5. El modelo del mercado de gas natural en Estados Unidos.	49
4.6. El modelo del mercado de gas natural en el Reino Unido.	49
4.7. Modelos del mercado de gas natural brasilero.	49
CAPITULO 5. PERSPECTIVAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL PARA COLOMBIA.	51
5.1. Fortalecer el mercado interno de Gas Natural.	51
5.2. Plan Nacional de Masificación de Gas Natural.	52
5.2.1. Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación del gas.	55
5.2.2. Problemática actual.	55
5.2.3. Estrategias para la dinamización y consolidación del sector del Gas Natural en Colombia.	55
5.3. El gas natural para generación eléctrica.	59
5.4. Desarrollo de la industria del Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV).	60
5.5. Futuro de la interconexión gasífera en Latinoamérica.	61
5.5.1. La interconexión entre Colombia y Venezuela por medio de un gasoducto potenciaría las exportaciones e inversiones en el sector.	67
5.5.2. Empresarios de Panamá y Colombia se reunieron para analizar el potencial del comercio del gas natural.	68
5.5.3. Colombia podría ser un gran exportador de gas.	68
5.6. Gas Natural S.A. Un ejemplo de empresa en el desarrollo del mercado.	69

CAPITULO 6. GENERALIDADES DEL MERCADO DEL GAS NATURAL.	71
6.1. La red nacional de transporte de Gas Natural.	71
6.1.1. Criterios y necesidades de expansión del sistema de transporte.	73
6.2. Características Generales del sistema BOMT.	74
6.3. Procesos para compra de gas natural.	74
6.3.1. Contrato en firme	74
6.3.2. Contrato semifirme	74
6.3.3. Contrato ocasional	74
6.4. Descripción general de las cláusulas de un contrato de compra de Gas Natural.	75
6.5. Procedimiento para la compra de gas natural a ECOPETROL.	75
6.6. Principales usos del gas natural en Colombia.	75
CONCLUSIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	80

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1 . Desarrollo de la industria del Gas Natural en la costa Atlántica.	3
Figura 2. Evolución de la demanda de Gas Natural entre 1997 y el 2003.	4
Figura 3. Evolución de las instalaciones domiciliarias en los últimos años.	5
Figura 4. Desarrollo del mercado del Gas Natural por segmentos.	6
Figura 5. Distribución de las reservas probadas comerciales remanentes de gas natural por campo a diciembre 2004.	7
Figura 06. Campos de producción de gas natural en el país.	8
Figura 07. Demanda de gas natural entre el 2003 al 2020.	9
Figura 08. Crecimiento proyectado por segmento entre el 2002 al 2020.	10
Figura 09. Desarrollo exploratorio en el Gobierno de Uribe.	12
Figura 10. Producción promedio de Gas Natural en el país.	12
Figura 11. Curvas de oferta y demanda en un mercado perfectamente Competitivo	14
Figura 12. Curva de ingreso marginal con regulación de precios.	19
Figura 13. Estructura institucional y regulatoria del sector gas en Colombia antes de las reformas de la Ley 142 de 1994.	42
Figura 14. Arreglo institucional del sector gas después de la promulgación de la ley 142 de 1994.	44
Figura 15. Resultado de la política de masificación de Gas Natural.	54
Figura 16. Consumo de gas natural al 2010.	55
Figura 17. Evolución en la conversión de vehículos con GNCV.	60
Figura 18. Ubicación estratégica de Colombia para ser nodo principal	

de la interconexión gasífera en Latinoamérica.	64
Figura 19. Interconexión Cono Sur América.	65
Figura 20. Interconexión Comunidad Andina.	66
Figura 21. Sistema de transporte de gas natural.	86

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 01. Cuadro sobre sistemas de precios aplicados a los energéticos.	56
Tabla 02. Usos del Gas Natural en Colombia.	76

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 01. Cantidad ofertada de gas natural en Estados Unidos en 1975.	18
Ecuación 02. Cantidad demanda de gas natural en Estados Unidos en 1975.	18
Ecuación 03. Tarifa al consumidor de Gas Natural en la Argentina.	47

Resumen

TITULO: IMPACTO DE LAS REGLAMENTACIONES DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS AL MERCADO DE GAS NATURAL EN EL PAÍS *

AUTOR : Edwin Aníbal Rodríguez Domínguez **
DIRECTOR : Msc. Ricardo Ramírez

PALABRAS CLAVES

Gas natural, regulación, mercado, gas natural comprimido vehicular.

DESCRIPCIÓN

El mercado de gas natural ha tenido importantes avances en el país, este ha sido acompañado por las reglamentaciones dictadas por la CREG, pero no cuenta con un mercado competitivo para desregular los precios del gas natural. El documento hace una descripción del mercado y como lo afecta las reglamentaciones y el mercado como tal, también describe la posibilidad de exportación, ahora con la interconexión de las naciones latinoamericanas por gasoductos, este será un escenario favorable para su desarrollo.

El documento hace una comparación entre otros mercados internaciones de gas natural, muestra como una regulación negativa de precios conlleva a la pérdida económica del estado y a la escasez del producto. También hay una descripción detallada del porque no se lograron las metas del plan nacional de masificación de gas natural, y da pautas de las políticas de Gobierno para alcanzar exitosamente estas metas.

El desarrollo de la regulación en el país debe tener en cuenta los proyectos de exportación a futuro del gas natural, porque el mercado es muy sensible a cambios bruscos de la Política Regulatoria Binacional, mas en estos Estados de democracia frágil, donde impactan realmente es en la sociedad mas necesitada de combustibles económicos, seguros y amigables ambientalmente.

* Monografía de grado en especialización

** Facultad de ingenierías Físico-Químicas, especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander.

ABSTRACT

TITLE: IMPACT OF REGULATIONS MADE BY THE ENERGY AND GAS COMMITTEE ON THE NATURAL GAS COLOMBIAN MARKET. *

AUTHOR: EDWIN ANIBAL RODRIGUEZ DOMINGUEZ **

DIRECTOR: RICARDO RAMIREZ

KEY WORDS: NATURAL GAS, REGULATIONS OF NATURAL GAS MARKET.

DESCRIPTION

The natural gas market has had very important developments in Colombia, this has been accompanied of regulations made by the Energy and Gas Committee Regulation (CREG), but it still doesn't have a competitive market that may allow the gas prices to be deregulated. The following document makes a market's description and how is it affected by the regulations. It also analyzes the possibility of natural gas exports, witch will be a great opportunity due to the interconnection of Latin American countries through pipe lines.

It also compares natural gas international markets, shows how a negative regulation causes economic state loss and lack of product. There is also a detailed study on why weren't accomplished the "natural gas plan" goals, and how could be improved the state's polices in order to fulfill them. The CREG was created from the law 142 of 1994, ever since it has regulated the energy and gas markets in order to protect the population from the monopolist.

The regulation development must take in count the natural gas exports project, because the market is very sensitive to changes in multilateral regulations policies, specially in this countries that do not have a strong democracy, where the fuel prices have it's greater impact on the global society.

* Project graduate in specialist.

** Universidad Industrial de Santander, physical and chemistry faculty, Petroleum school.

INTRODUCCION

Colombia esta a las puertas de perder la autosuficiencia petrolera, el panorama que presenta la creciente demanda de gasolina y ACPM con respecto a las reservas de crudo, todo indica que en muy poco tiempo estaremos importando crudo. En la actualidad, la exportación de crudo es la cuarta parte del total de exportaciones del país, la pérdida del poder adquisitivo que se deja de recibir más el costo de comprar crudo a precios internacionales elevados, que puede generar en el país un futuro bastante incierto. En este nublado panorama es donde el gas natural se abre paso para tomar un valor primordial en el desarrollo de la economía nacional.

El país aunque no tiene grandes reservas de gas natural, contamos con reservas suficientes para los próximos 20 años, hay proyectos para incrementar estas reservas y con el desarrollo que presenta la industria que consume gas natural, es probable que en gran medida el gas natural desplace los combustibles tradicionales.

En materia de reglamentación, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, busca mover el actual esquema del mercado del gas natural a un mercado competitivo, hay muchas barreras por vencer, pero mientras no existan las condiciones para desregular el sector, será muy difícil liberar los precios sin que el consumidor final sea perjudicado.

Hay muchas oportunidades para el mercado de gas natural, con la apertura al tratado de libre comercio, la interconexión por gasoductos entre varios países, proyectos exploratorios en la costa Atlántica y Pacífico entre otros, estimularán al inversionista para desarrollar el mercado del gas natural, para ser competitivos es necesario buscar combustibles limpios y económicos, obteniendo la oportunidad de producir a menor costo y con una buena calidad, desequilibrando la balanza a favor de la industria nacional.

El documento contiene un resumen de los antecedentes de la política regulatoria que impacta el mercado de gas natural, desarrolla un análisis del mercado para las exportaciones, además de la comparación con las políticas regulatorias en otros países con sus cualidades del mercado. Vislumbra posibilidades de mercado internacionales con la interconexión entre el cono sur del continente.

CAPITULO 1. HISTORIA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

1.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.

A comienzos de los setenta, el gas se aprovechaba de manera moderada como energético para usos industriales principalmente en la costa Atlántica, posteriormente en el año 1974, el descubrimiento de grandes reservas en los campos Chuchupa y Ballena en la Guajira, promueve la creación de la sociedad promotora de interconexión de los gasoductos de la costa Atlántica PROMIGAS en 1977, que inicia la construcción del gasoducto troncal de la costa Atlántica, este llevó Gas Natural desde el pozo Ballenas, principalmente a Barranquilla y Cartagena.

Con el objetivo de iniciar programas de sustitución industrial del Fuel Oil, inició los primeros programas de masificación urbana en la Costa Atlántica Colombiana y constituyeron varias empresas de distribución de gas a nivel domiciliario. Estableciendo el primer programa nacional de uso masivo del gas natural en Colombia en 1986, este programa fue denominado “Programa de gas para el cambio” que tuvo como objetivo sustituir energéticos de alto costo principalmente en el sector residencial.

El programa constituyó la primera política energética tratando de incorporar el gas natural a la canasta doméstica de consumo de energía del país a través de dos fases, la primera la masificación del gas en el sector residencial y de transporte, y la segunda de conexión de los pozos productores de gas con los centros de consumo en el interior del país.

Para el año 1987 el “programa de gas para el cambio” había conectado 85000 usuarios en todo el país, 45000 en la costa Atlántica, 34000 en Bucaramanga y otros en más ciudades como Neiva y Villavicencio, el programa entra a Bogotá con el objetivo de reemplazar el cocinol con 25094 usuarios en 61 barrios de la capital.

En 1988 El Ministerio de Minas y Energía aprobó inicios de construcción de gasoducto para Bogotá, cuyo objetivo era aumentar la cobertura regional, llevar a cabo la interconexión nacional y para promover nuevos hallazgos de yacimientos gasíferos.

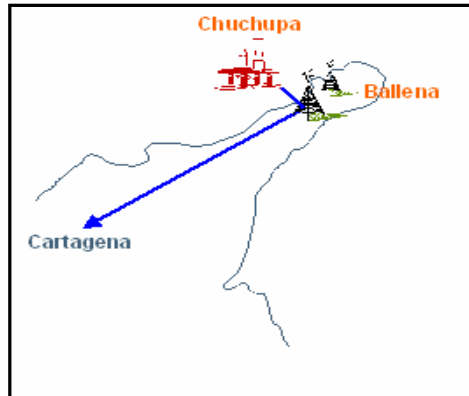


Figura 01. Desarrollo de la industria del Gas Natural en la costa Atlántica.

En 1990, el desarrollo de “el Plan de Gas y el Programa para la Masificación del Consumo de Gas”, tenía como objetivo promover una matriz de consumo de gas natural conveniente para el país en los sectores industrial, comercial, residencial y termoeléctrico. Las metas del plan era llevar gas natural y propano a más de 3,7 millones de familias en el mediano plazo, con el concurso del sector privado, fortalecer la oferta, por medio de la interconexión de los principales campos de producción de gas natural de la Costa Atlántica (Ballena) con los principales mercados regionales del País, a través de la construcción de una infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

En 1991 el Gobierno Nacional adoptó el programa “Masificación del consumo de gas”, este programa buscó ampliar la oferta energética del país. La política recomendó masificar el consumo de gas en las principales ciudades, incentivar la participación privada en el sector, eliminar las distorsiones en los precios de los energéticos y construir una red troncal de gasoductos con cobertura nacional.

En 1993, el CONPES definió directrices para que ECOPETROL liderará la interconexión nacional y para desarrollar el marco regulatorio de la industria. Entre 1992 y 1993 se descubre nuevas reservas de gas en los campos de Cusiana y Cupiagua en el departamento de Casanare. El gobierno nacional decidió estimular la oferta y demanda de gas natural y continuar promoviendo la masificación y suministro a los grandes consumidores industriales y a las termoeléctricas, además que por medio del CONPES, sentaron las bases para la organización de la estructura regulatoria e institucional del mercado del gas en Colombia. La política adoptada fue la de estimular la libertad en los precios del gas natural y de los energéticos sustitutos, incentivar la participación privada en el transporte de gas natural. ECOPETROL tenía la responsabilidad de la masificación del gas en el país mediante contratos de construcción de gasoductos.

En el año 1994, la Ley 142 fue expedida, la cual definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, por el cual definió el gas combustible como un servicio público y se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural. No obstante lo anterior, la normatividad y competencias expresas en el Código de Petróleos y el Contrato de Asociación continúan rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural. A partir de ese momento, hubo cambios importantes en materia institucional y regulatoria que han consolidado el desarrollo de la industria del gas natural, además que las empresas distribuidoras de gas natural comenzaron a ejercer su actividad bajo el régimen jurídico de la Ley 142 de 1994.

Entre 1995 y 1997 ECOPETROL adelantó la interconexión entre los principales yacimientos y centros de consumo, (construcción de más de 2.000 kilómetros de gasoductos). A partir de 1997, ECOPETROL dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada. La Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) fue creada escindiendo los activos de transporte del patrimonio de ECOPETROL, mediante la Ley 401 de 1997 para el transporte de gas..

1.2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL COLOMBIANO.

A partir del descubrimiento de las reservas en la Guajira, el mercado de gas natural ha presentado un importante crecimiento, aunque este mercado depende del ciclo vicioso de inversión y reservas para desarrollarse, en el país las políticas de estado han permitido su desarrollo.

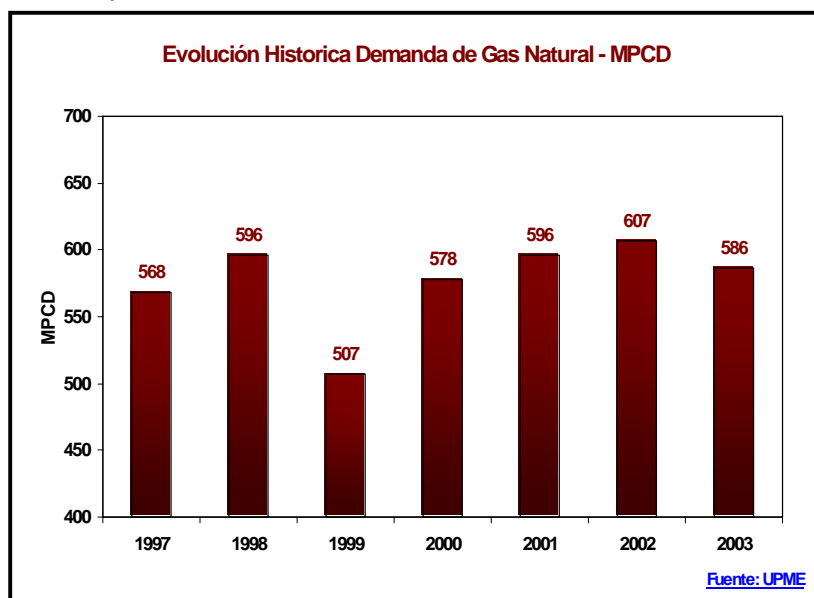


Figura 02. Evolución de la demanda de Gas Natural entre 1997 y el 2003.

En la figura 02, el comportamiento de la demanda de gas natural en los últimos años ha sido una constante, no obstante en el año 1999, la afectación de la resección económica golpea fuertemente el mercado, además de una leve caída en el consumo de las centrales eléctricas en el 2003.

En la figura 03, el desarrollo del mercado de gas natural domiciliario ha tenido importantes crecimientos por la implementación del plan de masificación, demostrando al gas natural como un combustible confiable y económico. Durante los años 90's, el Gobierno Nacional definió "el Plan de Gas" y el Programa para "la Masificación del Consumo de Gas", donde definió las acciones necesarias para promover una matriz de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país, mediante la sustitución de recursos energéticos de alto costo por gas natural y GLP (gas propano) en los sectores industrial, comercial, residencial y termoeléctrico.

Trazó dos metas para el logro de este objetivo, llevar Gas Natural y propano a más de 3.7 millones de familias en el mediano plazo, con el concurso del sector privado y fortalecer la oferta, por medio de la interconexión de los principales campos de producción de gas natural de la Costa Atlántica (Ballena) y el interior del país (Cusiana- Cupiagua) con los principales mercados regionales del País, a través de la construcción de una infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

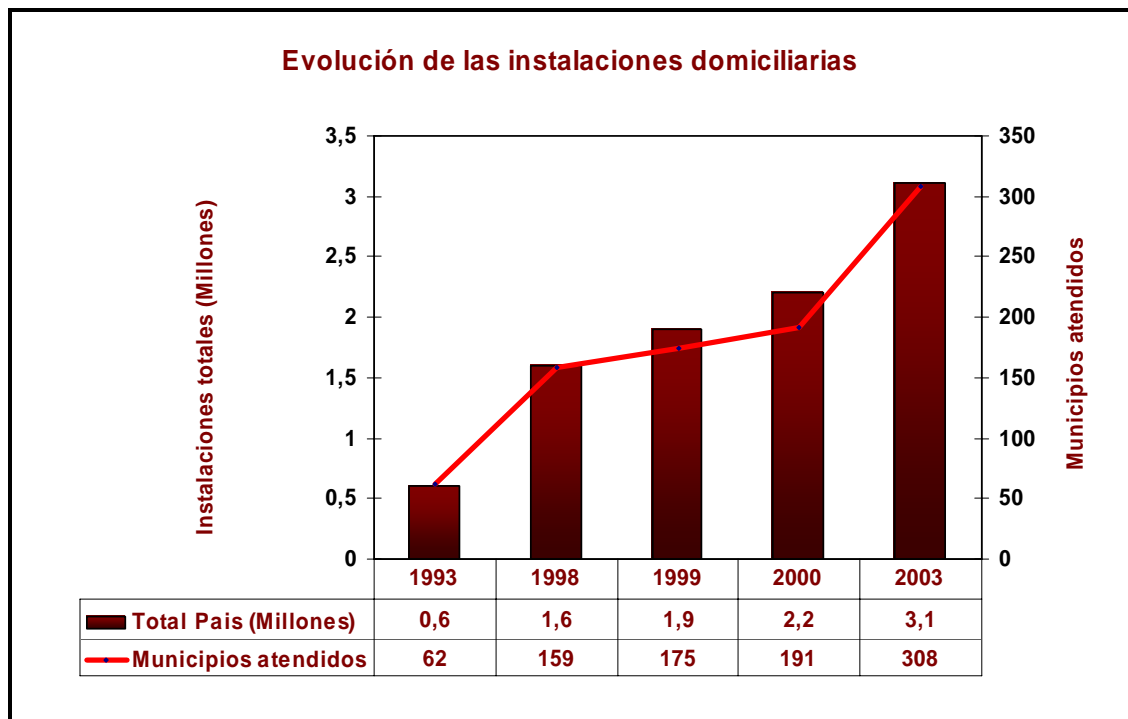


Figura 03. Evolución de las instalaciones domiciliarias en los últimos años.

En la figura 04, la participación creciente del sector doméstico demuestra la expansión de la cobertura nacional, también con el inicio de la industria del gas natural comprimido vehicular, ha mostrado un importante crecimiento para economía del sector transporte. También hay un descenso en la participación del sector de generación eléctrica, esto es delicado para el desarrollo del mercado gasífero porque el sector eléctrico consume importantes volúmenes de gas natural.

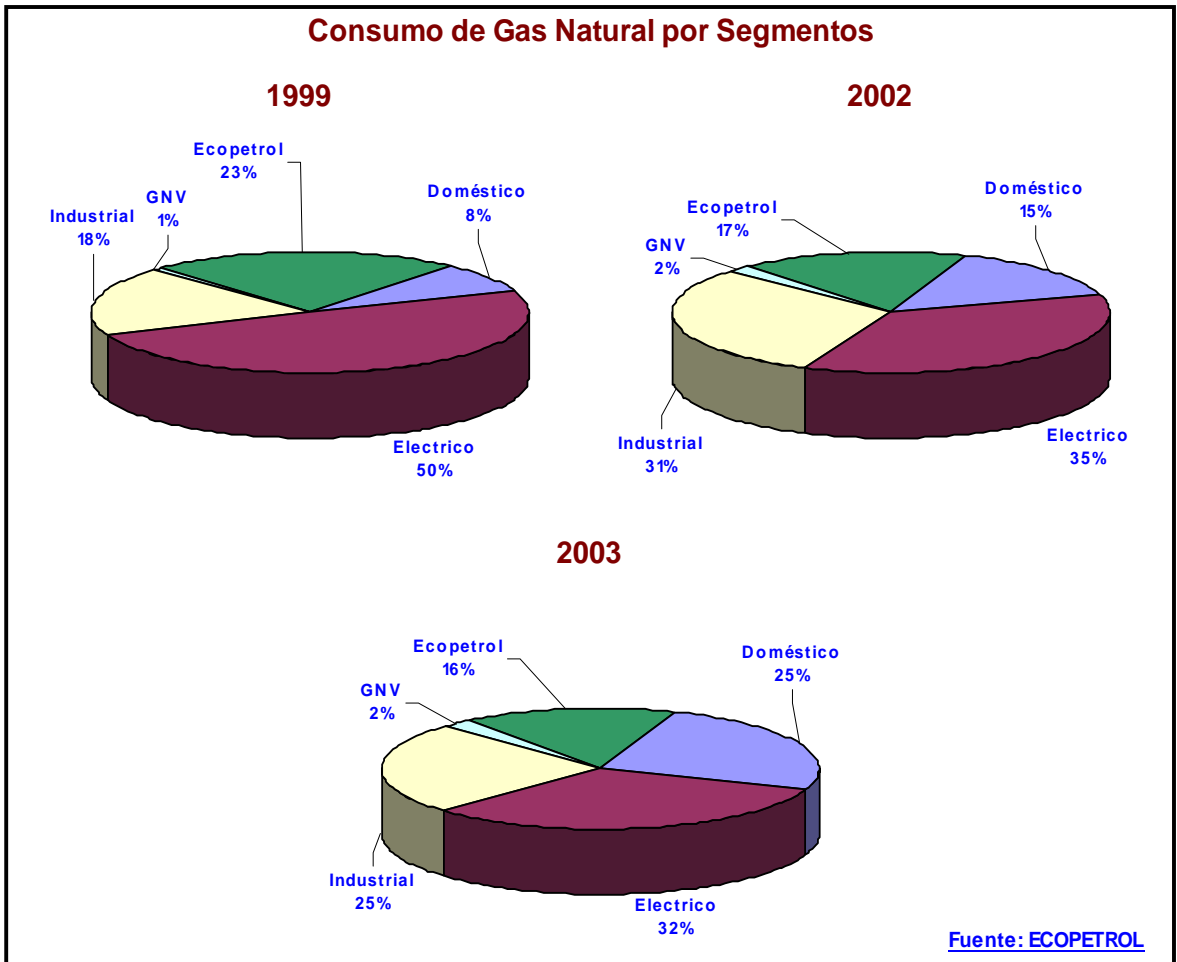


Figura 04. Desarrollo del mercado del Gas Natural por segmentos.

Las estimaciones de ECOPETROL para las reservas comerciales remanentes de gas natural a diciembre 31 del 2004 sumaron 4,19 Tera Pies Cúbicos (TPC), el Ministerio de Minas y Energía ha determinado que el factor R/P de referencia a marzo 31 del 2005 corresponde a 15 años. Las reservas de los campos Ballena y Chuchupa representa el 49% del total nacional y de los campos Cusiana, Cupiagua, Floreña, Pauto y Volcanera representa el 47% del total nacional de las reservas.

La figura 05, muestra que las reservas probadas comerciales remanentes de gas natural por campo a diciembre del 2004, donde la concentración esta entre los campos de la Guajira y los campos del Casanare.

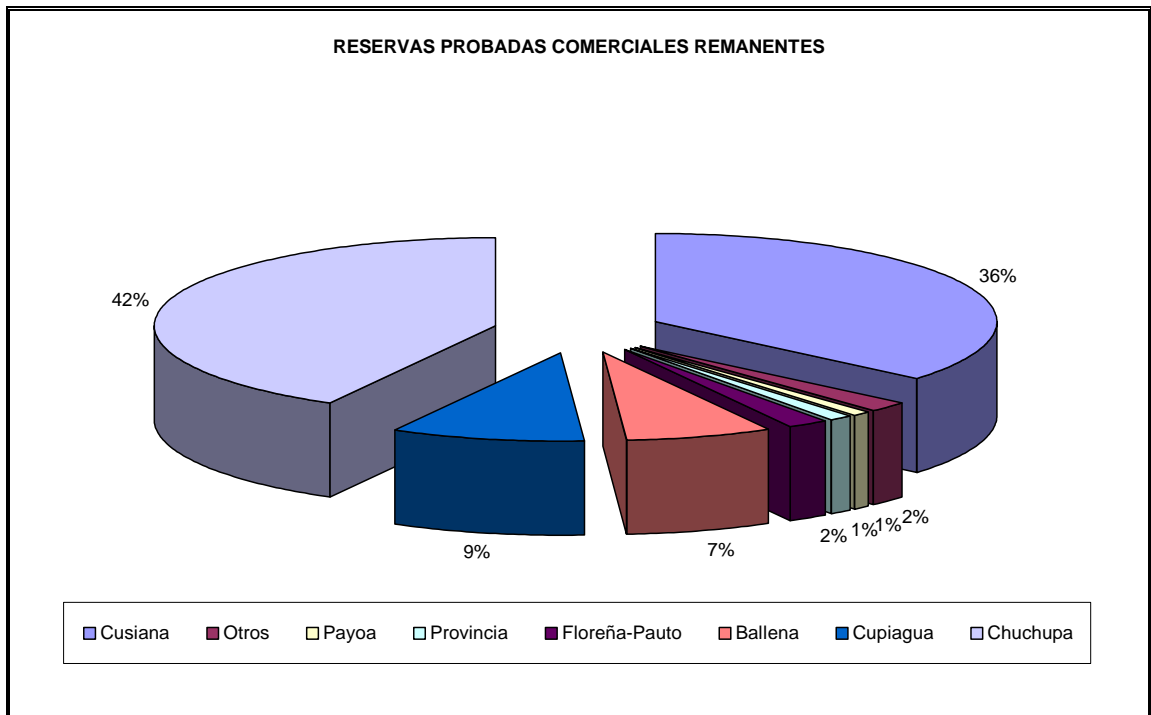


Figura 05. Distribución de las reservas probadas comerciales remanentes de gas natural por campo a diciembre 2004, fuente ECOPEPETROL.

1.3. VISIÓN DEL FUTURO DEL SECTOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Existen 14 puntos de concentración de estas reservas probadas, 64% en el interior del país (2.585 GPC) y el 36% en la Costa Atlántica (1.454 GPC) Las reservas totales de gas natural son de 6.3 TPC y las reservas Probadas de 4.19 TPC (100%)

De acuerdo a las estimaciones de ECOPEPETROL, el mercado de gas natural tendrá un crecimiento muy importante dentro de la canasta de energéticos, por ejemplo la demanda energética de la nación creció un 17% en la década de los años 90, y se estima un crecimiento del 38% del 2000 al 2020. El Gas Natural ganó una participación del 13% al 19% en el año 2000, y para el periodo 2000-2020 se espera un incremento de la participación hasta del 29%.

El reto esta en explorar y explotar los bloques identificados, que representan un potencial aproximado de 57 TPC adicionales a los actuales 6,3 TPC. Estos nuevos hallazgos aportarían nuevas reservas de gas no solo para asegurar la demanda interna del país, sino también para darle capacidad exportadora competitiva al

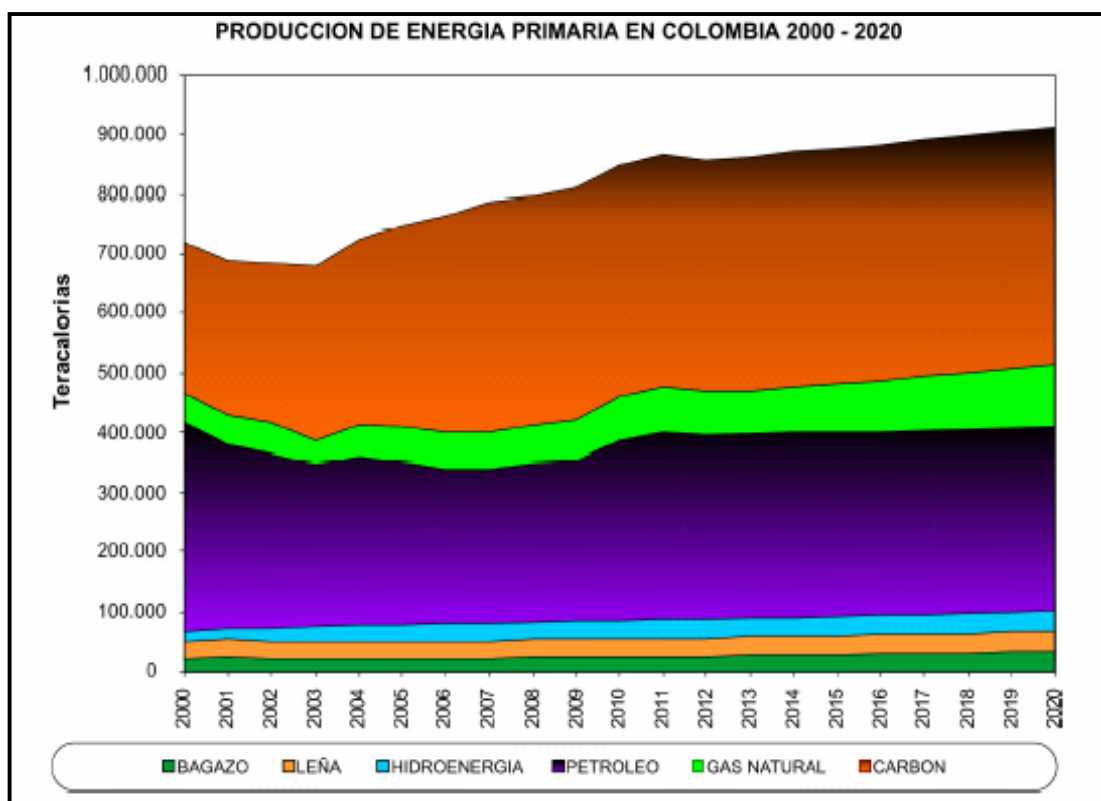
país en medio de un mercado naciente de exportación de gas en centroamericana y la costa oeste americana.



Figura 06. Campos de producción de gas natural en el país.

1.3.1. Producción de gas natural 2003-2020

El crecimiento de 5% anual entre 2002 y 2006, motivado por exportaciones a Venezuela y Panamá, dinamiza la demanda en sectores diferentes del eléctrico, de 601.4 MPCD en el 2002 a 740.8 MPCD para el 2006. La entrada del gas natural de Cusiana y Cupiagua al sistema de transporte Nacional y el desarrollo del proyecto Catalina impulsará la exportación. A partir de 2007 producción continuará creciendo pero a tasas mas bajas debido a saturación de mercados nacionales de gas natural, con un consumo de 920 MPCD para el 2010, para periodo 2011 a 2020 la producción decrecerá y se hará necesario a partir de 2010 proyectos adicionales de producción, esperando que el proyecto de exploración OFFSHORE entregue resultados positivos.



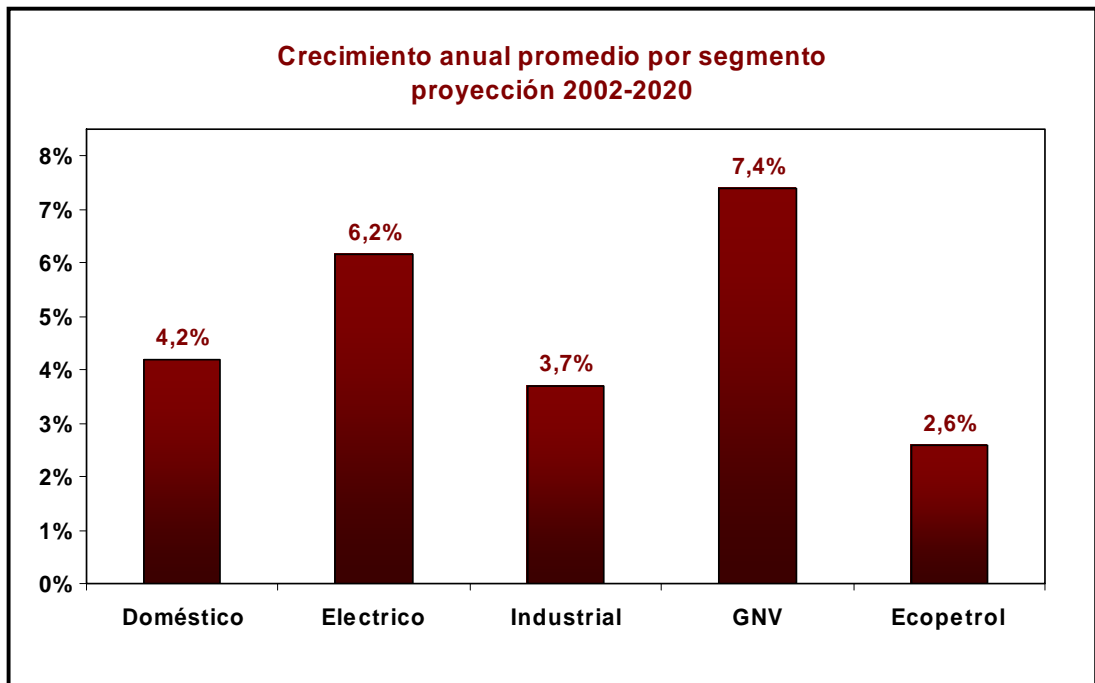
Fuente: UPME (Plan Energético Nacional)

Figura 07. Demanda de gas natural entre el 2003 al 2020.

En las gráficas 07 y 08, en el sector transporte, el crecimiento del consumo de gas natural tendrá un importante desarrollo, pero la tecnología para maximizar el consumo de combustible líquidos en los vehículos, hará del gas natural comprimido vehicular (GNCV), un combustible exclusivo para el sector transporte público liviano. Generar energía eléctrica a partir de gas natural es menos rentable que por generación hidroeléctrica, por el consumo de materia prima en el proceso de generación, porque en la hidroeléctrica, la energía eléctrica es generada por la

degradación de la energía potencial del agua almacenada, en cambio las termoeléctricas tienen el consumo constante de gas natural para la generación, pero la creciente demanda de energía eléctrica además de la buena cotización del precio del kilovatio hará rentable este tipo de generación, solo que depende de un valor bursátil para su desarrollo.

Colombia es un país que depende de la producción primaria de energía del carbón, favorecida con los hallazgos del Cerrejón, pero también el petróleo es fundamental para el desarrollo de su economía, el consumo de gas natural para la producción primaria de energía seguirá aumentando, aunque el país no dejará de consumir leña y bagazo para cocción de alimentos, pese a la campaña de ECOPEPETROL para el gas en el campo.



Fuente: UPME (Plan Energético Nacional 2003-2020)

Figura 08. Crecimiento proyectado por segmento entre el 2002 al 2020.

Con los contratos de concesión de distribución de gas natural, en 73 municipios tienen redes para suministro de gas natural, de los cuales 62 se encuentran gasificados. Existen actualmente 210,838 viviendas conectadas. Adicionalmente un potencial de 198,000 viviendas que pueden acceder próximamente al servicio.

1.4. DESARROLLO EXPLORATORIO EN BUSCA DE NUEVAS RESERVAS DE GAS NATURAL.

Con la perforaron de 28 pozos exploratorios en el 2003, cifra que no se observaba desde el 1991, y entre enero y junio del 2004 se perforaron 18 pozos exploratorios, de los cuales 5 pozos ubicados en Tolima, Arauca y Casanare, están en pruebas extensas que toman entre 6 meses y 2 años para determinar sus reservas de crudo. La producción de gas se incrementó en 6.3 %, pasando de 3.5 mil millones de pies cúbicos promedio día en Abril del 2003 a cerca de 3.7 mil millones de pies cúbicos promedio día en Abril del 2004, cubriendo con la demanda de 3.2 millones de usuarios residenciales suscritos a este servicio. Esta a prueba el pozo Gibraltar que es un yacimiento de condensado de gas que entregara reservas extras al sistema.

A finales del 2003, con la extensión del contrato Guajira, el mayor campo de gas que cuenta el país para obtener alrededor de 1000 Giga pies cúbicos de gas, además, a partir del primer semestre del 2005 los asociados de los campos Cusiana y Cupiagua ponen en operación la primera parte del proyecto de construcción de la planta de tratamiento de Gas Natural de Cusiana, que busca una capacidad de producción de 180 millones de pies cúbicos diarios. Otra estrategia del gobierno es el desmonte de los subsidios de los combustibles líquidos para el 2006, con el fin de adoptar un sistema general de precios que refleje la realidad de los mercados internacionales. En el 2003 se inicio el desmonte de los subsidios para la gasolina y para el ACPM, a la fecha se han desmontado 78.8% de los subsidios de la gasolina y 26.4% de los del ACPM, el Gobierno planea eliminar el subsidio de la gasolina y bajar en un 30% los subsidios del ACPM.



Figura 09. Desarrollo exploratorio en el Gobierno de Uribe.

En la figura 10, el comportamiento de producción de gas natural promedio del año 2004 ha sido mayor al año 2003, sin embargo la fluctuación mensual que tiene la curva muestra que a principio y a mitad del año hay bases pronunciadas, aunque no es preciso indicar que es un comportamiento especial por una fecha específica del año, si es importante el tope alcanzado a abril del 2004 con respecto a todo el año.

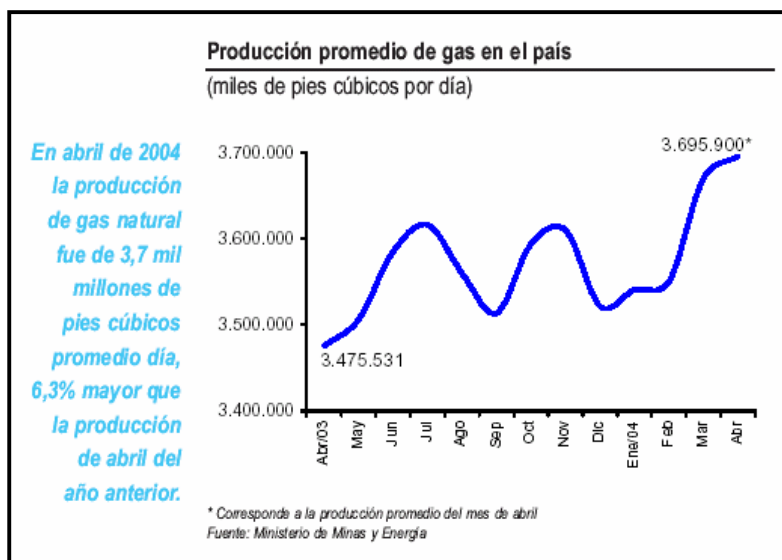


Figura 10. Producción promedio de Gas Natural en el país.

CAPITULO 2. DESARROLLOS DE MERCADOS

2.1. COMO SE COMPONE UN MERCADO.

Un mercado es la interrelación real o potencial de compradores y vendedores, determinando el precio de un producto o de un servicio, una industria es un conjunto de empresas que venden u ofrecen servicios idénticos o estrechamente relacionados. Los mercados constituyen el centro de la actividad económica, un mercado perfectamente competitivo tiene numerosos compradores y vendedores, por lo que ninguno de ellos influye significativamente en el precio. En mercados con muchos productores pero no son competitivos son donde las empresas influyen conjuntamente en el precio, un ejemplo es el mercado mundial de petróleo, donde este mercado esta dominado por el cártel de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).

En un mercado perfectamente competitivo normalmente hay un solo precio, el precio del mercado, en mercados no competitivos cada empresa puede cobrar un precio distinto por el mismo producto. Una empresa tiene que conocer cuales son sus competidores reales y potenciales, conocer las fronteras que delimitan las características de los productos y las fronteras geográficas de su mercado para poder fijar el precio, elaborar sus presupuestos y tomar las decisiones de inversión.

La curva de la oferta indica que cuando más alto sea el precio del producto, más pueden y quieren producir y vender las empresas. Un precio mas alto también atrae al mercado nuevas empresas, estas empresas se enfrentan a unos costos más altos a causa de su inexperiencia en el mercado, luego no es económica la entrada al mercado si el precio se mantiene bajo.

La curva de demanda indica cuanto están dispuestos a comprar los consumidores de un bien cuando varía el precio unitario, un precio mas bajo puede animar a los consumidores que compran el bien a consumir mayores cantidades. Las variaciones de los precios de los bienes relacionados entre sí también afectan la demanda, los bienes son sustitutivos cuando la subida del precio de uno de ellos provoca un aumento de la cantidad demandada del otro.

En un mercado liberado, el mecanismo del mercado es la tendencia de precio a variar hasta que aquél punto de equilibrio, donde no hay ni exceso de demanda ni exceso de oferta, no hay presiones para que siga variando el precio.

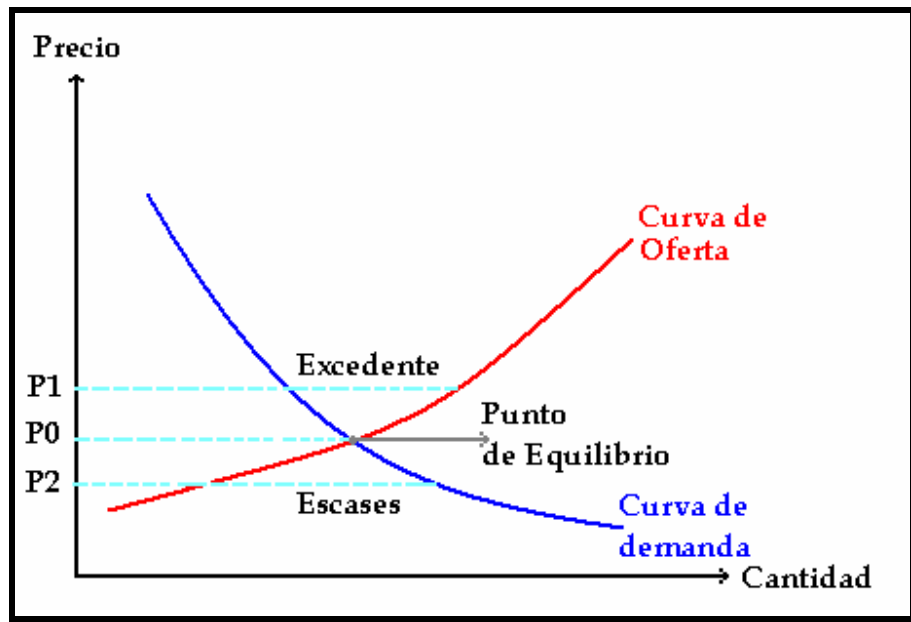


Figura 11. Curvas de oferta y demanda en un mercado perfectamente competitivo.

La demanda de un bien depende de su precio, de la renta de los consumidores y los precios de sus sustitutos. La elasticidad mide la sensibilidad de una variable a otra, indica la variación porcentual que experimentará una variable en respuesta a una variación de otra de un por ciento (1%), la elasticidad del precio en la demanda mide la sensibilidad de la cantidad demandada a las variaciones del precio.

Cuando existen sustitutos cercanos, la subida de un precio lleva al consumidor a comprar una cantidad menor del bien y una mayor de sustituto, en este caso, la demanda es muy elástica con respecto al precio, cuando no hay sustitutos cercanos, la demanda tiende a ser inelástica con respecto al precio.

La elasticidad del precio en la oferta es la variación porcentual que experimenta la cantidad ofrecida cuando el precio sube un por ciento, esta elasticidad suele ser positiva porque una subida del precio da incentivos a los productores para aumentar la producción.

Por ejemplo la demanda de la gasolina es mucho más elástica a largo plazo que a corto plazo porque una subida en el precio de la gasolina reduce la cantidad demandada a corto plazo al obligar a los conductores a utilizar menos el automóvil, pero afecta extraordinariamente a la demanda al inducir al consumidor a convertir sus vehículos a gas natural o comprar vehículos pequeños que consuman menos gasolina.

Pocos mercados en el mundo son perfectamente competitivos, porque cada una de las empresas se enfrentan a una curva de demanda de un producto homogéneo perfectamente horizontal en una industria en la que se puede entrar o salir libremente, no obstante, muchos mercados son muy competitivos porque sus industrias tienen unas curvas de demanda muy elásticas y es relativamente fácil entrar y salir. En un mercado con pocas empresas y donde la demanda del mercado es muy elástica, la curva de la demanda a la que se enfrenta cada empresa probablemente sea casi una horizontal y las empresas se comportarán como si se encontrarán en un mercado perfectamente competitivo.

Esta situación de total elasticidad de la demanda y de ausencia de poder de mercado solo se produce bajo un número alto de compradores y vendedores cuyas demandas y ofertas sean pequeñas comparadas con la cantidad total transada en el mercado, y que todos los agentes que participan en el mercado cuentan con información suficiente sobre los precios del producto y de los sustitutos, en general sobre todas las variables que puedan afectar sus decisiones de compra o venta.

En una empresa disfruta de la economía de escala porque puede duplicar su nivel de producción sin duplicar sus costos, el término economía de escala comprende los rendimientos crecientes de escala, además porque refleja proporciones de factores que varían cuando la empresa altera su nivel de producción. Las economías de escala suelen medirse por medio de la elasticidad del costo con respecto a la producción.

2.2. MERCADOS DE ECONOMÍA DE MONOPOLIO.

En una economía monopolista, como único proveedor de un producto, si aumenta el precio no tiene que preocuparse de los competidores porque el monopolista es el mercado y controla absolutamente la cantidad de producción que pone en venta, sin embargo no significa que pueda cobrar el precio que quiera, al menos no si el objetivo es maximizar los beneficios. Para maximizar los beneficios, es necesario consultar los costos y las características del mercado. Conocer la demanda y el costo es fundamental para que la empresa tome decisiones económicas, el precio que cobra por unidad se deriva directamente de la curva de demanda del mercado. Cuando menos elástica es su curva de demanda, más poder de monopolio tiene una empresa, los tres factores que determinan la elasticidad de la demanda de una empresa son:

1. La elasticidad de la demanda del mercado: como la propia demanda de la empresa, es tan elástica como la demanda del mercado, la elasticidad de la demanda del mercado limita las posibilidades de conseguir poder de monopolio.
2. El numero de empresas que hay en el mercado: si son numerosas es improbable que una empresa pueda influir significativamente en el precio.

3. La relación entre empresas: Aunque sean pocas las empresas, ninguna será capaz de subir el precio de manera significativa y rentable si existe una feroz rivalidad entre ellas, donde cada una de ellas trata de hacerse con la mayor parte del mercado.

Como la demanda de petróleo es bastante inelástica, la OPEP pudo subir los precios del petróleo por encima de los costos marginales de producción en los años setenta y ochenta, en estos casos, la elasticidad de la demanda del mercado limita el poder de monopolio potencial de los productores.

El caso en el que más se regulan los precios es el de los monopolios naturales es en las compañías de servicios públicos domiciliarios, un monopolio natural es una empresa que puede producir toda la producción del mercado con un costo menor que si hubiera varias empresas, si una empresa es un monopolio natural (el caso de ECOPEPETROL) es más eficiente dejar que abastezca a todo el mercado que tener varias empresas compitiendo.

Generalmente, los monopolios naturales surgen cuando hay grandes economías de escala, entonces presenta costos medios y costos marginales decrecientes, si la empresa no estuviera regulada, produciría y vendería a unos precios que maximizarán sus beneficios, idealmente al organismo regulador le gustaría bajar el precio de la empresa hasta el nivel competitivo, sin embargo, este precio no cubriría el costo medio y la empresa quebraría. Luego la mejor alternativa es fijar un precio que se halla en un punto donde se cortan las curvas de costo medio y de ingreso medio, en este caso la empresa no obtiene ningún beneficio monopolístico y la producción es la mayor posible sin que quiebre la empresa.

2.3. MERCADOS DE ECONOMÍA DE MONOPSONIO.

En el concepto monopsonio se refiere al mercado en el que hay un único comprador, el oligopsonio es el mercado en el que sólo hay unos pocos compradores, estos tienen la capacidad para influir en el precio del bien, por lo general inferior al precio que estaría vigente en un mercado competitivo. En un mercado competitivo, el precio y el valor marginal son iguales, sin embargo, el comprador que tiene poder de monopsonio puede comprar el bien a un precio inferior al valor marginal, el grado en que se fija un precio inferior al valor marginal depende de la elasticidad de la oferta a la que se enfrenta el comprador, si la oferta es muy elástica, el margen de reducción es pequeño y el comprador tiene poco poder de monopsonio, en cambio si la oferta es muy inelástica, el margen de reducción es grande y el comprador tiene considerable poder para regatear precio. El poder de monopsonio depende de tres factores.

1. Elasticidad de la oferta del mercado: si solo hay un comprador en el mercado, su poder de monopsonio depende totalmente de la elasticidad de la oferta de

- mercado, si la oferta es muy elástica, su poder de monopsonio es pequeño y tiene muy pocas ventajas ser el único comprador.
2. Número de compradores: cuando el número de compradores es muy grande, ninguno de ellos puede influir en el precio, por lo tanto cada uno de ellos se enfrentan a una curva de oferta muy elástica y el mercado es casi competitivo, es posible tener poder de monopsonio aun cuando el número de compradores sea limitado.
 3. Relación entre compradores: Si hay pocos compradores, y ellos compiten ferozmente, presionan al alza sobre el precio hasta que estén al valor marginal de su producto, luego no tienen poder de oligopsonio. Pero si llegan a acuerdos, no suben el precio y pueden comportarse como un solo comprador.

2.4. COMO AFECTA LA REGULACIÓN A LA EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS.

En la economía de mercados, cuando un precio de un bien baja, los productores producirán menos y la cantidad ofrecida descenderá, los consumidores demandarán mas a este bajo precio, por lo tanto, la demanda es mayor a la oferta, por lo que surge una escasez, este exceso de demanda se traduce en filas de consumidores, como lo que ocurrió en Estados Unidos durante el invierno de 1974 y el verano de 1979 cuando los automovilistas hicieron fila para comprar gasolina, estas filas se debieron a los controles de los precios, el gobierno impidió que los precios interiores del petróleo y de la gasolina subieran de acuerdo con los precios mundiales del petróleo.

En ecuaciones, el exceso de demanda se traduce en restricciones y en un racionamiento de la oferta, como ocurrió con los controles de los precios del gas natural y la escasez resultante a mediados de los años setenta cuando los consumidores industriales de gas cerraron las fabricas debido a que vieron reducido su suministro. A veces se difunde a otros mercados, en los que aumenta artificialmente la demanda, por ejemplo, los controles de los precios del gas natural llevaron a los compradores potenciales de gas a utilizar petróleo.

En 1954 el gobierno federal de Estado Unidos comenzó a regular el precio en origen del gas natural, al principio, los controles no tuvieron importancia, porque los precios máximos eran muy superiores a los que vaciaban el mercado, pero alrededor de 1962 se volvieron relevantes, por lo que surgió un exceso de demanda de gas natural, que comenzó a aumentar lentamente, en la década de 1970 este exceso de demanda, alentado por la subida de los precios del petróleo, se agravó y provocó restricciones generales, pronto los precios máximos eran muy inferiores a los que habrían estado vigentes en un mercado libre.

Esta reglamentación comenzó con la decisión del Tribunal Supremo de 1954 que exigía a la entonces Federal Power Comission (Comisión federal de energía) que regula los precios en origen del gas natural vendido a las compañías de

distribución interestatal. Estos controles de los precios se suprimieron en gran parte durante la década de los ochenta, en virtud de la Natural Gas Policy Act (Ley sobre la política del gas natural) de 1978.

Actualmente los productores y consumidores industriales de gas natural, petróleo y otras materias primas temen que el gobierno responda, una vez más, con controles de los precios si éstos suben bruscamente.

Para entender el efecto probable de esos controles, nos remontaremos al año 1975 y calcularemos la repercusión del control del precio del gas natural en aquella época. Los datos siguientes, basados en estudios econométricos de los mercados de gas natural y la conducta que mostraron estos mercados a medida que fueron suprimiéndose gradualmente los controles en la década de 1980, describen la situación del mercado en 1975.

En un mercado libre para 1975, el precio del gas natural habría sido de alrededor de 2 dólares por mil pies cúbicos (Kpc), la producción y el consumo habrían sido del orden de 20 billones de pies cúbicos (Bpc), el precio medio del petróleo que afecta tanto a la oferta como a la demanda de gas natural, era alrededor de 8 dólares por barril.

La subida de los precios del petróleo también provoca un aumento de la producción de gas natural, con el análisis de las curvas de oferta y demanda, se obtienen las siguientes ecuaciones.

$$Q_{oferta} : 14 + (2xP_{gas}) + (0.25xP_{oil})$$

Ecuación 01. Cantidad de gas natural ofertada en Estados Unidos en 1975.

$$Q_{demanda} : (-5xP_{gas}) + (3.75xP_{oil})$$

Ecuación 02. Cantidad de gas natural demandada en Estados Unidos en 1975.

Donde Q es la cantidad de gas natural en Bpc, P_{gas} es el precio del gas natural en dólares por Kpc y P_{oil} es el precio del petróleo en dólares por barril, si reemplazamos por los precios del gas natural y del petróleo en 1975 se obtiene un equilibrio para la cantidad de gas natural, este análisis implica un precio de equilibrio de mercado liberado de 2 dólares por mil pies cúbicos de gas natural.

Ahora, en 1975 el precio fue regulado en 1 dólar por kpc para el gas natural, sustituyendo en las ecuaciones, la cantidad de gas natural ofrecida fue de 18 Bpc y la cantidad demandada de gas natural fue de 25 Bpc, entonces, los controles de los precios crean un exceso de demanda que se manifiesta en restricciones generales.

La regulación de los precios fue un importante componente de la política energética de los Estados Unidos en la décadas de los sesenta y setenta y continuó influyendo en la evolución de los mercados de gas natural en los ochenta.

Esta regulación se traduce en pérdidas irrecuperable de eficiencia para el país que se traduce en impuestos, generación de empleo e incremento en el producto interno bruto a costa de unas perdidas para el productor y reflejada en un beneficio mínimo para el consumidor. El interrogante planteado es ¿cuanto cuesta para un país la regulación y cual es el beneficio para el consumidor?

2.5. LA REGULACIÓN DE LOS PRECIOS.

En un mercado competitivo, la regulación de los precios siempre provoca una pérdida irrecuperable de eficiencia, sin embargo, eso no tiene por qué ser así cuando una empresa tiene poder de monopolio.

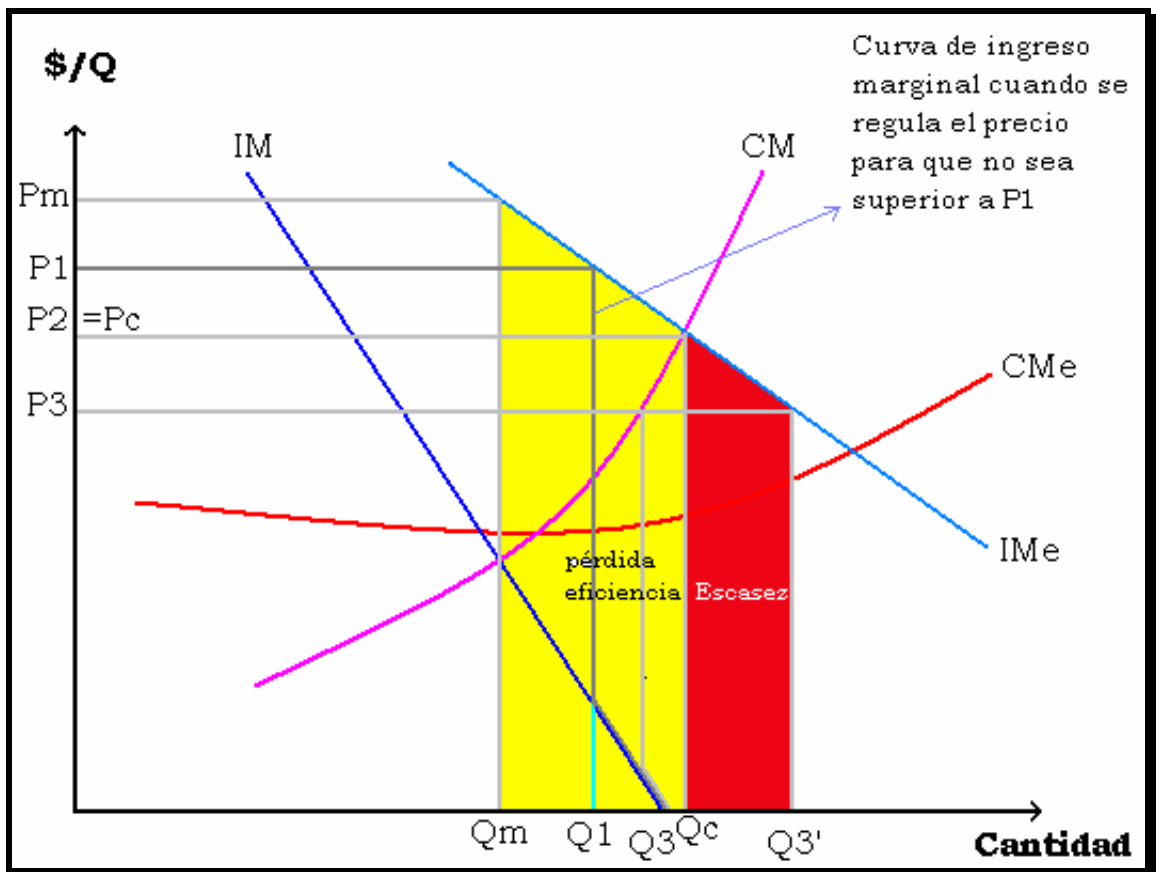


Figura 12. Curva de ingreso marginal con regulación de precios.

En la figura anterior, muestra la regulación de precios donde P_m y Q_m son el precio y la cantidad sin regulación, con la regulación el precio no puede exceder de P_1 , la empresa luego no puede cobrar más que P_1 por los niveles de producción comprendidos hasta Q_1 . En niveles de producción superiores a Q_1 , la empresa cobra menos de P_1 y por lo tanto no resulta afectada por la regulación, con el precio P_1 y la cantidad Q_1 , se disminuye la pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el poder de monopolio. A medida que baja el precio, la cantidad producida continúa aumentando y la pérdida irrecuperable de eficiencia disminuye, como se muestra en la gráfica en el área sombreada de amarillo, al precio P_c , en el que se corta el ingreso medio y el costo marginal, la cantidad producida ha aumentado hasta el nivel competitivo y ha desaparecido la pérdida irrecuperable de eficiencia provocada por el poder de monopolio. Una reducción aún mayor en el precio P_3 , provoca una disminución de la cantidad, esta disminución equivale a imponer un precio máximo a una industria competitiva, luego surge la escasez, en el área sombreada de rojo ($Q_3'-Q_3$), a medida que se reduce aún más el precio, la cantidad producida continúa disminuyendo y aumenta la escasez, hasta que el precio este por debajo de la curva de costo medio mínimo (CMe) y la empresa pierde dinero y quiebra.

Como consecuencia, la regulación de los monopolios suele basarse en la tasa de rendimiento de su capital, el organismo regulador fija el precio permitido, por lo que esta tasa de rendimiento es competitiva o justa, sin embargo plantea difíciles problemas, en primer lugar, aunque el almacenamiento de capital de la empresa es un elemento clave para averiguar su tasa de rendimiento, resulta difícil calcularlo. En segundo lugar, aunque una tasa de rendimiento justa debe basarse en el costo efectivo del capital de la empresa, ese costo depende de la conducta del organismo regulador. La dificultad de ponerse de acuerdo para calcular la tasa de rendimiento ocasiona retrasos en la respuesta del organismo regulador a las variaciones del costo y de otras condiciones del mercado.

2.6. LAS LEYES ANTIMONOPOLIO.

Un excesivo poder de mercado plantea problemas de equidad y justicia, si una empresa tiene mucho poder de monopolio, se beneficia a expensas de los consumidores, en teoría, el Estado podría recaudar el exceso de beneficios de la empresa a través de impuestos y redistribuirlo entre los compradores del bien, pero esa redistribución no suele ser viable, resulta difícil determinar que proporción de los beneficios de la empresa fue resultado del poder de monopolio y mas difícil encontrar los compradores para reembolsarles una cantidad proporcional a sus compras. Para limitar el poder de mercado e impedir que se utilice anticompetitivamente, en un monopolio natural, la solución es la regulación directa del precio. Pero en términos generales, la solución consiste en impedir que las empresas adquieran el poder del mercado excesivo, por ejemplo en los Estados Unidos, se hace por medio de las leyes antimonopolio, las cuales son un

conjunto de leyes y reglamentaciones destinadas a fomentar la competencia en la economía prohibiendo todo lo que la restringe o limitando los tipos de estructura del mercado permitidos.

La ley Sherman prohíbe los contratos, las confabulaciones y las conspiraciones que restrinjan el comercio, las empresas no necesitan reunirse o hablar para infringir la ley Sherman, la colusión implícita en forma de conducta paralela entre empresas también infringe la ley, por ejemplo la adopción sistemática de precios en dos compañías y que la conducta fuera contraria a lo que se debería esperar en la colusión, puede entenderse como un entendimiento implícito.

La ley Clayton contribuyó considerablemente a precisar los tipos de prácticas que sean anticompetitivas, por ejemplo, declara ilegal que una empresa que tenga una gran cuota del mercado, impida al comprador o arrendador de un bien comprar a un competidor. También declara ilegal las prácticas depredadoras para fijar los precios, las que tienen por objeto expulsar del sector a los competidores que existen en un momento dado y disuadir en entrar a los que estén considerando la posibilidad de hacerlo, para cobrar unos precios más altos en el futuro. Esta ley también prohíbe las fusiones y las adquisiciones si reducen significativamente la competencia o tienden a crear un monopolio.

La ley Robinson-Patman declara ilegal discriminar cobrando precios diferentes a los compradores de un producto esencialmente idéntico si esas diferencias de precios reducen probablemente la competencia. La discriminación de precios es una práctica habitual y se convierte en objetivo de la legislación antimonopolio cuando los compradores sufren perjuicios económicos y la competencia se disminuye.

La legislación antimonopolio expresa vagamente lo que está permitido y lo que está prohibido, pretende ofrecer un marco jurídico general que otorgue al Ministerio de Justicia y a los tribunales una amplia capacidad a la hora de interpretar y aplicar las leyes.

CAPITULO 3. LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS.

3.1. LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en las Leyes 142 y 143 de 1994. Las Comisiones de Regulación son responsables del marco conceptual y metodológico de control de gestión, su responsabilidad se atenúa al no tener injerencia en la definición de las metas de gestión de las empresas. La CREG es un organismo adscrito al Ministerio de Minas y Energía cuyas funciones para el control de gestión y resultados se resumen en:

- Definir los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos de carácter obligatorio que permitan evaluar la gestión y resultados de las entidades prestadoras de los servicios públicos de electricidad, gas natural y gas licuado del petróleo.
- Establecer metodologías para clasificar las personas prestadoras de los servicios públicos mencionados, de acuerdo con el nivel de riesgo, características y condiciones, con el fin de determinar cuáles de ellas requieren de una inspección y vigilancia especial o detallada por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Establecer las reglas que deberán aplicarse para las evaluaciones de cumplimiento que adelanten las áreas de Control Interno.
- Promover y regular el balance de los mecanismos de control, teniendo en cuenta el desarrollo de cada servicio público de su competencia y los recursos disponibles en cada localidad.

La CREG define los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar la gestión y resultados de las entidades prestadoras de servicios públicos en energía y gas combustible. Así mismo, establece las metodologías para clasificar las personas prestadoras de los servicios públicos, de acuerdo con el nivel de riesgo, características y condiciones.

3.2 AVANCES EN MATERIA REGULATORIA Y OTRAS REFORMAS REPRESENTATIVAS PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL.

3.2.1. Ley 142 de 1994 ó Ley de servicios públicos domiciliarios.

El objetivo de la ley es garantizar la calidad y un buen objeto del servicio publico, con la ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compense la insuficiencia de la capacidad, la atención prioritaria a las necesidades básicas insatisfechas, la prestación continua e interrumpida sin excepción alguna salvo cuando existan razones de fuerza mayor, con una prestación eficiente, con libertad de competencia y no utilización abusiva del mercado. Promueve la obtención de economías de escala comprobables, la abstinencia de prácticas de monopolio o restrictivas de la competencia, con mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios, y establecer un régimen tarifario de acuerdo a los sectores de menores ingresos con los preceptos de equidad y solidaridad.

En la ley, las empresas prestadores de servios públicos domiciliarios pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario bajo el esquema de libertad regulada, pero con la obligación de informar por escrito a la comisión de regulación sobre las decisiones tomadas con respecto a la tarifa. La ley define al servicio publico domiciliario de gas combustible, como el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su medición y conexión, también aplican desde su comercialización desde la producción y transporte de gas por gasoducto principal desde el sitio de generación hasta que se conecta a una red secundaria.

Un incentivo de la ley, a las empresas que capitalicen utilidades o que constituya reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas, no estarán sometidas a la renta presuntiva establecida en el estatuto tributario vigente, además por un periodo de 7 años se eximen a las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de orden municipal del pago de impuesto de renta y complementario sobre las utilidades capitalizadas.

3.2.2 Resolución CREG 029 de 1995.

Mediante esta resolución, se regula la actividad de comercialización de gas natural en el mercado mayorista y el precio máximo de entrega en troncal. Define la comercialización conjunta cuando los socios de un campo de gas natural lo comercializan de tal forma que solo hay un vendedor, solo durante 5 años a partir de la vigencia de la resolución, pero no podían comercializar conjuntamente la producción de gas natural de dos mas contratos de exploración y producción,

después esta Resolución es modificada por la 071 de 1998 prohibiendo la comercialización conjunta.

La fijación del precio del gas natural en los nodos de entrada dependía de cuando eran firmados los contratos de exploración y explotación de las reservas descubiertas, para una firma después de la vigencia de la presente Resolución, los precios se determinarán libremente sin sujeción a topes máximos. Contratos firmados con anterioridad a la vigencia de la Resolución, además del campo localizado en el interior del país, los productores tendrán la opción de continuar con la resolución de precios que actualmente les aplica, considerada como precio máximo o escoger la fórmula tarifaria.

Para campos localizados en la costa Atlántica y con contratos firmados con anterioridad de la vigencia de la Resolución, durante el período comprendido entre la fecha de vigencia de la presente Resolución y el 10 de septiembre del año 2000, tendrán como precio máximo, la resolución de precios que actualmente les aplica. A partir del 11 de septiembre del año 2000, entrará en vigencia la fórmula tarifaria que aplica para los productores del interior del país.

3.2.3. Resolución CREG 067 de 1995.

Mediante la cual se establece el código de Distribución de Gas combustibles por redes, esta resolución indica que las instalaciones deben someterse a las pruebas de hermeticidad, escapes y funcionamiento, establecidas por las normas vigentes. El distribuidor será responsable del cumplimiento de las normas de seguridad, protección del medio ambiente y urbanístico.

También entrega parámetros para instalación de medidores, cuidado y mantenimiento de estos equipos, indica las responsabilidades del usuario para el equipo de medición y las instalaciones para no incurrir en demandas por daños y perjuicios ocasionados. La resolución obliga al distribuidor a inspeccionar periódicamente las instalaciones del usuario, realizando en intervalos de cinco años pruebas de hermeticidad, escapes y funcionamiento.

3.2.4. Resolución CREG 057 de 1996.

La comisión expidió esta resolución para separar la actividades de la cadena de prestación del servicio en el mercado del gas natural, define que el transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización, o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades, con esta medida busca garantizar en el libre acceso al sistema de transporte y evitar practicas de monopolio para incentivar el mercado competitivo, además las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto.

También define los precios máximos del gas natural en la troncal, establece que los productores de gas natural no podrán desarrollar directamente la actividad de generación eléctrica y las condiciones para prohibir la comercialización conjunta entre operadores en el año 2000, entrega a los grandes consumidores de gas natural la posibilidad de negociar libremente sus contratos y precios de suministro y transporte con un productor, un comercializador, un transportador o un distribuidor.

Prohibió otorgar subsidios a otra empresa que preste servicios públicos ni a otros usuarios diferentes, con el ánimo de desplazar competidores, prevenir la entrada de nuevos oferentes o ganar posición dominante ante el mercado o ante clientes potenciales.

Consideró como prácticas restrictivas de la competencia, o capaces de reducir la competencia entre las empresas que prestan el servicio público de gas combustible, las siguientes:

- a) Realizar actos o contratos en condiciones distintas a las usuales en el mercado, entre empresas que prestan el servicio de gas combustible.
- b) Romper el principio de neutralidad en materia tarifaria y de tratamiento a los clientes o usuarios de las empresas que prestan el servicio público de gas combustible.
- c) Aprovechar en una empresa que presta el servicio público de gas combustible, información reservada para obtener ventajas desleales o comerciales injustas al realizar actos o contratos.

3.2.5. Ley 401 de 1997.

La Empresa Colombiana de Gas ECOGAS, tendrá por objeto la planeación, organización, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. Creada de la escisión del patrimonio de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, de los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas natural, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad.

3.2.6. Resolución CREG 071 de 1998.

Mediante la cual adoptó disposiciones relacionadas con la estructura de la industria, como los límites para la integración horizontal, establece que al primero de enero del año 2015, ninguna empresa de distribución podrá atender ni directa, ni indirectamente, más del 30% del número de usuarios del mercado de distribución. Ninguna persona o empresa podrá tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales, regulados y no regulados, excluyendo el gas comercializado para generación eléctrica, materia

prima de industria petroquímica y consumo propio del productor. A partir del 12 de septiembre de 2000, los productores de gas natural no podrán comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo (contrato de asociación), ni podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferentes.

3.2.7. Resolución CREG 071 de 1999.

El Reglamento Único de Transporte establece un conjunto de normas operativas y comerciales con los siguientes propósitos con relación al sistema Nacional de Transporte (SNT):

- Asegurar acceso abierto y sin discriminación al SNT
- Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable del SNT
- Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas
- Creación del mercado secundario de suministro y transporte
- Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas
- Fijar normas de calidad del gas natural transportado

La novedad más importante del RUT tiene que ver con la definición de las funciones de Asesoría del Consejo Nacional de Operación de Gas (CON). Se contempla entonces que el Consejo Nacional de Operación tenga las siguientes funciones:

- Proponer a la CREG modificaciones al RUT.
- Recomendar a la CREG la adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información.
- Creación de los boletines electrónicos de operación BEO como mecanismo para difundir información sobre la situación de la red de transporte para el mercado.
- Recomendar a la CREG la parte que corresponde de la matriz de compensaciones por Variaciones.
- Proponer el Manual guía del Transportador.
- Dar concepto a la CREG sobre los conflictos derivados de la aplicación del RUT que se presenten entre los Agentes.
- Proponer Acuerdos de Balance marco para los Agentes.
- Proponer los horarios para las renominaciones sincronizadas de suministro y transporte.

3.2.8. Resolución CREG 001 de 2000.

Definió la metodología tarifaria de acuerdo con los costos de inversión y gastos para cada gasoducto, se calculan a partir de la Inversión Base teniendo en cuenta

el Costo del Capital Invertido y los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M), los ingresos de las empresas Transportadoras serán obtenidos mediante cargos fijos y cargos variables regulados que remuneran los costos de inversión.

La remuneración del servicio de transporte para el Sistema Nacional de Transporte se basa en un esquema de cargos de paso, determinados como la suma de los cargos correspondientes a cada gasoducto o grupo de gasoductos comprendidos entre el Punto de Entrada de gas al Sistema Nacional de Transporte hasta el Punto de Salida de gas de cada Remitente.

3.2.9. Resolución CREG 023 del 2000.

Esta resolución define el precio máximo regulado del gas natural en el punto de entrada al sistema de transporte, para el gas libre producido en los campos de la Guajira, el precio máximo regula de definido en la Resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos.

Para el Gas Natural Libre del campo de Opón se mantiene el Precio Máximo Regulado del que trata la Resolución 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía.

Como Precio Máximo Regulado para el Gas Natural Asociado producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, el valor fijado por la Resolución 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es inferior a 110 MPCD. Si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es superior a 110 MPCD e inferior a 180 MPCD, el precio será de US\$ 1.10/MBTU, y 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.

También esta resolución define las condiciones para la contratación de suministro de gas natural a usuarios regulado y no regulados, donde los Comercializadores que requieran del gas natural que comercialicen los Productores, deberán dirigir una solicitud a los Productores, indicando de manera clara la Demanda Identificada y un estimativo de la cantidad de energía requerida (MBTU), y las características propias de consumo.

3.2.10. Resolución CREG 018 del 2002.

A partir de la vigencia de la Resolución, modificó el artículo 4° de la Resolución CREG 23 del 2000, estableciendo como Precio Máximo Regulado para el Gas Natural Asociado producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte. Si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es inferior o igual a 180 MPCD, el precio será US\$ 1.40/MBTU y 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.

Además, modificó el artículo 6° de la Resolución CREG 017 del 2000 sobre reservas insuficientes de gas natural, quedando así, Se entenderá que existen reservas insuficientes de gas natural producido en Colombia, para comprometer nuevos volúmenes de exportación, cuando el Factor R/P sea inferior a seis (6) años. Si el resultado del Factor R/P es menor a seis (6) años, quedan prohibidas exportaciones de volúmenes adicionales relacionados con nuevos contratos de exportación de gas natural y, cualquier incremento en el volumen de los contratos de exportación ya existentes. También determino que esta prohibido a partir del 12 de septiembre del 2000, la comercialización conjunta de gas natural por parte de los productores socios en el contrato de asociación.

3.2.11. Ley 812 del 2003.

El Congreso Nacional expide la Ley del Plan Nacional de Desarrollo mediante el cual asigna la función de regulación de exportaciones de gas natural al Ministerio de Minas y Energía y establece disposiciones adicionales para la comercialización de gas natural. Con el Decreto 1760 del 2003, se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la cual asigna la administración del recurso hidrocarburífero del país, eliminando el monopolio que tenía ECOPETROL. El Ministerio de Minas y Energía expide los Decretos 3428 y 3429 del 2003 para la regulación de las exportaciones, determinando libremente los precios entre las partes y establece las condiciones para nuevos contratos. La comercialización de gas natural a usuarios regulados, siendo una actividad desarrollada por los distribuidores hasta que la comercialización desarrollada por los productores y los agentes importadores se considere competitiva.

3.3. IMPACTO DE LAS REGLAMENTACIONES DICTADAS POR LA CREG EN BUSCA DE UN MERCADO COMPETITIVO DEL GAS NATURAL.

Por razones constitucionales, la producción de gas natural se realizaba por contrato de asociación, lo que conducía a un oligopolio legal entre ECOPETROL,

en todos los campos. A partir del nuevo contrato de exploración y producción de la Agencia Nacional de Hidrocarburo (ANH), ECOPETROL no necesariamente deber ser socio de estos contratos, luego se promueve disminuir el oligopolio que ejercía sobre el mercado, porque el contratista privado entra a la producción-comercialización del gas natural, además de prohibir la comercialización conjunta que era contrario a las reglas de un mercado competitivo.

El régimen regulatorio vigente para la actividad de suministro de gas natural al mayoreo se basa en una estrategia pro-competitiva, con un período regulado de transición de diez años al final del cual se ha previsto liberar los precios regulados que rigen esta actividad.

La regulación de la actividad se inició en 1995, se reconoció en ese momento que existían condiciones estructurales que impedían en el mediano plazo consolidar un mercado competitivo para el gas, básicamente por la posición del monopolio de ECOPETROL. Para lograr la meta de desarrollar el mercado, se consideró necesario introducir una mayor flexibilidad en el proceso de comercialización, promover la negociación entre productores y grandes consumidores e introducir condiciones de mayor concurrencia en la comercialización y venta de gas. Estableciendo una política de transición, que incluía entre otros los siguientes elementos:

- Establecer precios máximos manteniendo incentivos a la producción y evitando conformación de precios de monopolio.
- Permitir comercialización directa de gas por parte del asociado.
- Permitir la comercialización del gas de regalías, mediante ofertas públicas de suministro.
- Crear un sistema de transporte de libre acceso.
- Independizar la actividad de transporte de la producción de ECOPETROL.

La regulación vigente (Resolución CREG-023 de 2000) 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 (Ballenas), en Opón y en Cusiana. Estas decisiones se aplicarán hasta el 10 de septiembre del año 2.005, cuando el precio del gas no estará sujeto a tope alguno, siempre y cuando se establezcan las condiciones de competencia fijadas en la Ley 142 de 1994. Después de hacer un diagnóstico de la situación actual y de las perspectivas a mediano plazo, se derogó el párrafo 2 del artículo 3° de la Resolución CREG

023 del 2000 que liberaba los precios del gas natural porque no había las garantías de un mercado competitivo, luego continua el régimen de regulación de los precios vigentes para todos los campos de producción de gas natural.

Teniendo en cuenta el vencimiento de períodos tarifarios establecidos y con el propósito de unificar la diversidad de criterios utilizados la CREG para la regulación de la actividad de transporte, así como para resolver los inconvenientes observados en la regulación actual, la CREG diseñó un nuevo régimen regulatorio, aprobado mediante Resolución CREG-001 de 2000.

La metodología de remuneración de costos de transporte y la estructura de cargos vigentes tienen, con respecto a la industria de gas, los siguientes objetivos:

- Facilitar la competencia entre productores.
- Facilitar la penetración de gas.
- Asignar eficientemente los costos del sistema de transporte.
- Mantener la estabilidad regulatoria.

El nuevo régimen regulatorio se basa en un esquema espacial de cargos por distancia similar al del período anterior, en el cual se reflejen plenamente los costos medios de cada componente del sistema y se preserven las señales de localización establecidas mediante Resolución CREG-057 de 1996. Para esto, la CREG adoptó una metodología de Costo Medio de Largo Plazo calculado a partir de:

- Los costos eficientes de inversión en el gasoducto.
- Los gastos eficientes de AOM (administración, mantenimiento y operación) del gasoducto.
- Los volúmenes transportados por el gasoducto

Para determinar los cargos, para cada empresa en particular, utiliza como tasa de retorno el valor ponderado entre su costo de capital histórico y el costo de capital corriente, de acuerdo con la proporción entre la base de activos existentes y las nuevas inversiones previstas durante el período tarifario. (Resolución CREG-007 de 2000)

La remuneración del servicio de transporte para el Sistema Nacional de Transporte se basa en un esquema de cargos de paso, determinados como la

suma de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el Punto de Entrada de gas al Sistema Nacional de Transporte hasta el Punto de Salida de gas de cada Remitente.

El principal objetivo del nuevo régimen regulatorio es incentivar la adopción de innovaciones en la manera de remunerar el transporte de gas, proporcionando la flexibilidad necesaria para transportistas y remitentes en la repartición de riesgos. La negociación de tarifas con alternativa fijada por la CREG, a diferencia de los esquemas de regulación tradicionales, permite la adopción de mecanismos.

La demanda para 1998 era alrededor de 600 MPCD con atención a 1.8 millones de usuarios, la resolución CREG 067/95 expide el código de distribución de gas combustible por redes, define derechos y responsabilidades entre los distribuidores, comercializadores y usuarios, y los criterios de expansión, seguridad y calidad del servicio de distribución, la CREG fija criterios para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas mediante la resolución CREG 014 de 1995, modalidad de concesión que establecido la ley de servicios públicos que otorga por vía licitatoria.

Concerniente al régimen económico de prestación de servicio en el mercado regulado, esta definido en el capítulo VI de la resolución 057 de 1996, en el promedio máximo unitario aplicable a usuarios finales.

El comercializador garantiza la tarifa promedio por unidad de gas natural suministrado a usuarios conectados igual al promedio máximo por unidad. De conformidad al artículo 107 de la ley 142, el comercializador estructurará las tarifas a consumidores residenciales con cargos mensuales compuesto por un cargo fijo \$/m³ que refleje los gastos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, y un cargo por unidad de consumo \$/m³ que refleje siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos que varíen con el nivel de consumo como la demanda por el servicio.

Mediante resolución CREG 124 de 1996 se estableció que la empresas deberán ajustar los factores de contribución de los usuarios estrato 5 y 6, igual para alcanzar los niveles de subsidios autorizados por ley, la CREG estableció en la misma resolución un programa de desmonte de los excedentes sobre los subsidios de ley, en ningún caso se otorgará subsidio a los consumidores superiores al consumo básico de 20 m³.

La CREG estableció por resolución 015 de 1997 que el excedente sobre el costo económico del gas natural por red que pagaban los usuarios industriales y comerciales debía ser del 8.9% correspondiente al factor de contribución de solidaridad que están obligados a pagar estos usuarios. Para generación eléctrica a base de gas, petroquímica y gas vehicular, el excedente económico a la entrada

en vigencia de la ley 142 era de 0% siendo el factor que se aplica a estos usuarios de gas natural por red por concepto de contribución de solidaridad.

La participación del gas natural dentro de la canasta de energéticos se incrementa, aunque su participación es muy baja si se compara con el promedio mundial, mientras en 1996 el gas natural representaba el 23% en el mundo, para Colombia fue solo del 6% frente a su participación de la leña y el bagazo del 25%, lo que muestra el bajo desarrollo del sector gasífero.

El sector eléctrico está organizado como un despacho económico horario, su consumo potencial no tiene alta probabilidad de llevarse a cabo, los costos efectivos de las transacciones de suministro, en el caso de los generadores eléctricos, han superado los precios regulados establecidos por la CREG, entonces no es económica la generación eléctrica por gas natural si continúa la regulación de los precios.

La CREG reglamentó los límites permisibles para la integración vertical entre negocios buscando propiciar la multiplicidad de agentes y limitar la concentración de la propiedad para facilitar la competencia, la resolución 057 y 071 garantizan el acceso abierto al sistema nacional de transporte de gas natural, el transporte es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución (artículo 5 resolución 057 del 96), el transportador de gas no podrá hacer de manera directa actividades de producción, comercialización o distribución y viceversa, no podrá dar trato preferencial a ningún usuario.

A partir del 12 de septiembre del 2000, los productores de gas no podrán comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de E&P (contrato de asociación), ni podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de E&P (artículo 6 resolución 071/98) la tendencia de la industria es hacia la desintegración vertical y horizontal, una propiedad mixta de las empresas, con costos hundidos por agentes, contratos por transporte (contract carriage) y expansión económica del sistema de transporte.

Factores que determinan la viabilidad de la competencia:

- Tecnología de la industria la cual determina las economías de escala.
- Tamaño del mercado que determina el número de empresas.
- Barreras de entrada que posibilita el ingreso de oferentes.

La tendencia del sector en Colombia es hacia una concentración de la propiedad en las diferentes actividades con marcada integración horizontal y vertical, fue permitida por la ley 142, para quienes estuvieran en dicha situación antes de

expedirse la ley, una firma dominante fijo el precio y permiten que otras empresas en la industria vendan la producción que puedan colocar a ese precio. Entre mas grande el mercado, mayor la disponibilidad de los comercializadores a entrar, el hecho que exista integración vertical significa que la capacidad del usuario final para la negociación es bastante reducida.

El esquema de contrato Take or Pay fueron desmontados en Estados Unidos y reino unido debido a la rigidez del esquema de precios de los contratos de largo plazo, estando muy desfasados con los precios del mercado. Si la demanda interna de gas natural de un país es pequeña, los incentivos para buscar nuevos campos son inexistentes, si no se da nueva exploración, entonces la demanda puede tener serias dudas de que sea atendida en el futuro, la posibilidad de exploraciones de gas natural producido en Colombia crea un incentivo para la búsqueda de nuevas fuentes de suministro, pero se prohíbe exportar si se presenta cualquiera de estas condiciones:

- Por existir reservas insuficientes de gas natural
- Por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural
- Si el factor R/P es menor de 6 años queda prohibida la exportación de gas natural

Aunque los precios del mercado mayorista han sido desregulados, los servicios de transporte siguen regulados. Para el transporte, el mayor porcentaje de la infraestructura es nuevo, por lo que su depreciación estaría lejos en el tiempo en esencia, seguirían produciendo subsidios por parte del gobierno en forma de costos hundidos.

Un análisis de los costos de transporte desde las principales fuentes de suministro hasta los principales centros de consumo permite concluir que el gas proveniente de la Guajira es menos competitivo en la zona de Bogotá y Boyaca-Santander, por otra parte, el gas proveniente del Casanare no puede competir en la zona de la costa Atlántica. En las demás regiones del país, es factible la competencia entre estos dos centros de producción, desde el costo de transporte.

3.4. IMPACTO DEL NUEVO CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS AL MERCADO DE GAS NATURAL.

En el 2003, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 1760, por el cual crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que tiene a cargo la responsabilidad de la administración y asignación de recurso hidrocarburífero del país, la agencia

diseña un nuevo esquema del contrato de concesión para estimular la competencia entre diferentes compañías interesadas en las áreas de exploración y explotación, en este el contratista debe asumir todos los riesgos exploratorios con plena autonomía y responsabilidad operativa, y dispone del 100% de la producción después de impuestos y regalías.

Para el mercado de gas natural, el nuevo esquema define políticas claras y ofrece la igualdad de condiciones de todos los agentes de la industria, se destacan los siguientes efectos para el mercado de gas natural:

- Definición de condiciones especiales para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural.
- Motivación para un mayor número de agentes productores para la comercialización de las nuevas reservas de gas natural, porque ECOPETROL no está obligado a participar en los contratos de explotación.
- Puede existir un agente diferente que recaude en especie el volumen de gas de regalías para que lo comercialice, estimulando la libre competencia.
- La CREG deja de ser la autoridad competente para regular la comercialización del gas natural de regalías, es función de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

CAPITULO 4. MERCADO DE GAS NATURAL NACIONAL Y COMPARACIÓN DE MERCADOS FRENTE A OTROS PAÍSES.

Uno de los elementos básicos para que un mercado funcione, el de la oferta del producto se da plenamente en Colombia. No solamente hay gas en los campos de petróleo descubiertos y explotados recientemente, sino que la participación del suministro de gas residencial dentro del total ha venido aumentando de manera considerable, alcanzando ya un poco menos del 10% del consumo total de energéticos, aproximadamente unos cuatro millones de habitantes tienen acceso al gas natural, cuando en 1995 no llegaba al 1%. Según estimaciones en el año 2010 las cifras de usuarios del gas natural se elevarán a dieciséis millones y al 32% respectivamente. En Argentina la penetración del gas natural dentro del mercado de energéticos es, en la actualidad, del 45%. El potencial de expansión del mercado nacional es enorme, lo que explica el apetito de las grandes firmas de distribución de gas natural en el mundo por hacerse a una tajada del mercado colombiano.

Para hacer una aproximación al marco regulatorio para el Gas Natural colombiano basados en la experiencia internacional, es necesario utilizar como herramienta la comparación y el análisis de la teoría de la Regulación por Incentivos. Tomando como ejemplo de la republica Argentina, que de acuerdo a las características del mercado se aproxima mas a la realidad colombiana, es posible establecer un modelo a seguir para el desarrollo del mercado internacional de gas natural para el país.

4.1. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL.

El mercado de gas natural se desarrolla en función al consumidor a diferencia del petróleo que se desarrolla en base al producto, esto implica las grandes inversiones del sector para distribuir el gas a los usuarios finales. En este mercado la producción no debería ser un monopolio natural y sus costos marginales son crecientes porque el tamaño de la infraestructura que requiere para la extracción no es tan grande en relación al mercado que abastece, pero los costos asociados a la deshidratación y tratamientos de endulzamiento aumentan el costo de producción. El sistema de transporte de gas tiene características de monopolio natural porque existen barreras de entrada al mercado por los costos hundidos de los transportadores por las grandes inversiones de los gasoductos, hay economía de escala debido a que la tecnología disponible hace ineficiente la competencia entre transportadores, la existencia de un único gasoducto al que inyectan varios productores, hace que se reduzca el riesgo de corte de la transmisión por la caída del productor. Para reducir el impacto monopólico del mercado en los gasoductos regionales se hace a través de bypass físicos o comerciales. El primero de estos bypass es donde los usuarios construyen su propia conexión al gasoducto

principal asumiendo costos y tarifas de transporte y el bypass comercial se relaciona con el acuerdo de cobro en precios entre productores y comercializadores, en el transporte el costo variable es el que asume por las estaciones de compresión. La distribución final puede crear un mercado mayorista que impide el acceso a terceros, dadas sus características de monopolio natural que incluye que el distribuidor compre y venda gas pero transporte solo el de su propiedad, que compre y venda transportando el propio gas y cobrando a terceros el transporte de gas, que el distribuidor se dedique solo a un negocio sin comprar o vender gas, solo transportando gas de terceros.

El poder de monopolio estará dado mas por la regulación existente del servicio que por las condiciones mismas del mercado, cuando el distribuidor es mayorista actúa en un mercado competitivo debido a que los usuarios pueden hacer uso de los bypass y pueden acceder a alternativas de sustitución del energético, cuando es minorista, su poder del mercado es mayor, porque los consumidores presentan una demanda firme e inelástica, donde el gas es un bien homogéneo cuya demanda presenta baja elasticidad. En el mercado del gas los consumidores son tomadores del precio, y en la oferta, hay presencia de monopolios naturales y practicas anticompetitivas, estas diferencias entre demanda y oferta son corregidas a través de la regulación, o de la implementación de políticas de antimonopolio. La regulación compensa la pérdida del pueblo por tener que pagar un precio más alto que el de la competencia. Dentro de la etapa de transporte se da la posibilidad de limitar el acceso de mas competidores a través de practicas explicitas o implícitas como el deterioro de la calidad del servicio, la distorsión de tarifas, alteración de registros.

La regulación es una respuesta a los problemas de la disfunción del mercado, y la regulación de los monopolios es la respuesta a los mercados que adolecen de una competencia ineficaz y un poder excesivo de mercado.

La regulación del mercado busca estimular la competencia, proteger a los usuarios del servicio, defender la legislación vigente del mercado y cuidar los intereses del sector público. La regulación por incentivos se enfoca en resolver dos inconvenientes, los altos costos que representa la acción de monitoreo y control, y la existencia de información asimétrica entre el regulado y el ente regulador, la calidad de un esquema de Regulación por Incentivos no distorsiona el momento óptimo de logro de ganancias en eficiencia y no promociona el uso de un insumo sobre otro.

4.2. MODELO DEL MERCADO DEL GAS NATURAL COLOMBIANO

4.2.1. La cadena del mercado de gas natural.

En la oferta intervienen varios agentes como productores, comercializadores, transportadores y distribuidores y por la demanda participan los consumidores finales como los usuarios residenciales, industriales y termoeléctricos. La cadena

del gas se divide en producción, transporte, comercialización y distribución, hay que describir por aparte estas actividades porque de acuerdo a la ley 142 de 1994, estas actividades son complementarias a la prestación del servicio público del gas natural domiciliario, existiendo relaciones muy estrechas entre las diferentes etapas para los aspectos regulatorios, tarifarias e institucionales, esta ley no se ocupa de la actividad de producción, dicha ley regula las actividades de la cadena a partir de la comercialización del gas una vez este se encuentra en boca de pozo.

El régimen regulatorio buscaba establecer un único sistema transparente de precios, contrario al existente que iba en contravía de la apertura y la flexibilización del mercado mayorista e inducía a una segmentación de mercados y de precios, el precio del gas debe responder a un equilibrio entre la oferta y la demanda, teniendo en cuenta los costos implícitos de exploración y explotación y las condiciones propias de la demanda, la determinación de precios máximos sirve como criterio de estabilidad que como uno de regulación. Para la fecha propuesta para liberación de precios, mas del 70% de la producción proyectada de gas estará concentrada en un solo campo y en un solo productor y mas del 60% de la titularidad del gas será comercializada por un solo agente, por lo tanto no estarían dadas las condiciones para efectuar la liberación de precios del gas en el 2005, a menos que se introduzcan por vía regulatoria incentivos económicos para incrementar el número de productores, por otra parte, la valoración del precio del gas asociado a un nivel equivalente al 50% del precio del gas libre no responde a ninguna justificación económica y compromete seriamente la viabilidad financiera de iniciar la extracción en corto plazo de campos que representan cerca del 50% de las reservas colombianas de gas.

Objetivos buscados de la regulación para el mercado del gas:

1. Protección al usuario.
2. Fomento de la competencia en la actividad comercial
3. Corrección y flexibilización de las prácticas contractuales.
4. Corrección de distorsiones en la practicas de indexación
5. Propiciar una transacción mas adecuada hacia el régimen de liberación de precios
6. Corrección de la señal diferencial y relacionada de gas asociado y libre.

El principal objetivo regulatorio debe ser la protección del usuario, manteniendo la viabilidad de las empresas, generalmente el precio igual al costo marginal especialmente cuando la curva de costos es creciente. Para controlar el poder del mercado es necesario aumentar la competencia en los sectores donde sea factible, la comisión de regulación de energía y gas (CREG) debe fomentar la competencia aumentando los pozos en producción o las empresas interesadas en producir gas.

El mercado de la costa Atlántica es considerado maduro, la regulación ha sido eficaz y su indexación fue apropiada, la resolución 039 se basó en un argumento técnico de desplazamiento del fuel oil, la resolución CREG-057 de 1996 ofrece la opción a los productores de gas libre de la costa Atlántica de acogerse a la fórmula tarifaria prevista en el párrafo del artículo 26 de dicha resolución, a partir del 11 de septiembre del 2000, también cuenta con esta opción la asociación campo Montañuelo.

El régimen de precios libre podría estimular el incremento de producción, varios campos tienen precios libres (Payoa, provincia, el centro, cantagallo, llanito, DINA y Apiay), la producción de dichos campos representa en 1998 un 19% de la producción total nacional y sus reservas tan solo representan un 11% de las reservas totales del país.

La CREG hará uso de las facultades estipuladas en los artículos 88.2 y 88.3 de la ley 142 de 1994 para establecer periódicamente si se presentan las condiciones para que exista competencia entre productores manteniendo el régimen de libertad de precios.

4.2.1.1. Producción-comercialización. Incluye las actividades de exploración y explotación, donde la explotación se desarrolla en conjunto con la actividad petrolera, excepto para los yacimientos de gas libre los cuales pueden ser explotados en forma independiente. La producción de gas natural en Colombia se ha incrementado en más del 100% durante la década de los 90 al pasar de 5201 MM de m³ en 1990 alrededor de 12800 MM de m³ en el año de 1997, las reservas han permanecido estables desde 1993 en 211000 MM de m³, la producción se encuentra concentrada en la Guajira, la evolución de las reservas y la producción han llevado a un descenso del factor R/P (reservas/producción), pero cuenta con las suficientes reservas para un adecuado desarrollo del mercado, los precios del combustible en relación a las fuentes de producción y a una serie de resoluciones que están atadas al precio de exportación del fuel oil, dan diversidad de tratamientos para diferentes tipos de gas que se producen en el país. El suministro se define como el gas producido menos el gas de venteo, de reinyección y de consumo propio de los campos, dada una estrategia de producción proyectada, en esta fase de la cadena, surge uno de los componentes del precio que paga un consumidor final de gas natural, el precio del gas en boca de pozo. ECOPETROL era dueña de todo el gas producido, era el único agente con capacidad de suministrar gas al mercado, formando una estructura de mercado tipo monopolio. El Ministerio de Minas y Energía (MME) fijaba los precios del gas natural en boca de pozo para el gas proveniente de la Guajira mediante la resolución 039 de 1975, este precio se amarró al precio internacional del fuel oil, posteriormente en 1983 y mediante resolución 061, el MME estableció el precio del gas en boca de pozo para áreas diferentes a la Guajira, también amarrado al precio del fuel oil. En la actualidad, los precios del gas natural en boca de pozo es fijo por la CREG.

Las variaciones del precio del gas fueron bastante pronunciadas tratándose de comercialización, incentivó la negociación directa de productores y grandes consumidores y buscan mayor concurrencia en la comercialización y la venta de gas, los objetivos alcanzaron fueron:

1. El establecimiento de precios máximos, manteniendo incentivos a la producción y cubrimiento contra precios monopólicos.
2. Se permite la comercialización del gas de regalías mediante ofertas públicas de suministro.
3. Permite la comercialización directa del gas por parte del asociado de ECOPETROL.
4. Se dispone el libre acceso al sistema de transporte.

4.2.1.2. Transporte. El sistema nacional de transporte incluye conexiones y gasoductos dedicados que vinculan los centros de producción de gas con las puertas de la ciudad (citygate), sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales o sistemas de almacenamiento. Conformados por la red troncal que permite conectar centros de producción con centros de consumo, el subsistema de transporte regional que transporta el gas desde la red troncal o desde los centros de producción hacia los citygate y el sistema de distribución local que vinculan líneas primarias y secundarias y las estaciones distritales. El gas natural es recibido y transportado hacia los centros de consumo, los costos de transporte de gas están asociados a costos por capacidad transporte de gas (costos fijos) y cargos por volumen (costos variables). Las tarifas de transporte eran fijadas por el MME, esta tarifa por el transporte de un metro cúbico de gas a lo largo de un mismo gasoducto era independiente de la distancia recorrida, este sistema se conoce como estampilla. En la Ley 142 de 1994, se define el transporte como una actividad del servicio público domiciliario, esta actividad se considera independiente y de libre acceso y esta regulada por la CREG, la cual fija las tarifas correspondientes. Por medio de la resolución 057 de 1996, permite la libre entrada de empresas a los sistemas de transporte, además que se establece las modalidades de contratación para el transporte del gas, entre ellos, contratos en pico, contratos en firmes, contratos interrumpibles, entre otros. Las distintas modalidades de contratos corresponden a las necesidades tanto de los distribuidores como de los consumidores finales y a sus realidades tecnológicas.

El nuevo sistema de cargos para el sistema nacional de transporte se basa en el concepto de cargos de paso determinados como la suma algebraica de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el punto de entrada del gas al sistema nacional de transporte hasta el punto de salida del gas de cada remitente, este sistema se caracteriza por su sencillez regulatoria, facilidad de aplicación, consistencia con prácticas contractuales y ordenamiento institucional de la industria, adaptabilidad frente a la producción de los campos de gas y posibilita la competencia entre centros de producción de gas. Al momento de

la liberación de los precios del gas en boca de pozo, desaparecerá el precio único de referencia, se espera el desarrollo de una red nacional sin restricciones para los flujos físicos o comerciales entre cualquier punto del sistema, desde el punto de vista regulatorio, los cargos para los gasoductos Ballenas-Barranca y Barranca-Vasconia serán independientes de la distancia y unidireccionales de acuerdo con el flujo físico. Los cargos por servicio de transporte para residentes localizados en los puntos intermedios de estos dos gasoductos se determinarán a partir de los cargos establecidos en el punto anterior de forma proporcional a la distancia recorrida en el sentido del flujo físico de gas.

Sistema regional de transporte esta compuesto por:

1. sistema de la costa Atlántica, diseñada bajo una concepción radial para el transporte de gas de la Guajira a los centros de consumo de la región.
2. sistema de cargos, se basa en un conjunto de cargos de entrada y salida, diseñado para abastecer mercados del interior (nodo vasconia como centro de transferencia de gas, los productores referencian en el contrato el transporte desde el nodo de entrada hasta el centro de referencia, los consumidores pagan el transporte desde el centro de referencia hasta el nodo de salida)

La modalidad de contratación que prevalece en el país es el contrato por transporte (contract carriage) que ha permitido a los transportadores una administración mas segura del riesgo comercial.

4.2.1.3. Distribución. Una vez llega el gas a la puerta de ciudad (citygate en ingles) desde el yacimiento a través de troncales, es distribuido a los consumidores finales a través de redes urbanas. Antes de la ley 142 de 1994, el MME era el ente que otorgaba las concesiones para distribución de gas y las empresas distribuidoras compraban el gas a ECOPETROL en las puerta de ciudad donde, el precio de compra era fijado por el MME y era igual para todo el país, los precios de venta de gas a usuarios finales eran distintos, para usuarios residenciales los precios eran fijados por la Junta Nacional de Tarifas (JNT), tenían una estructura similar a las del servicio de energía eléctrica donde existían cargos fijos que aumentan con el estrato socioeconómico y cargos crecientes con rangos de consumo, asimismo, la tarifa que pagaba el usuario final era inferior al costo real de proveer el servicio, los que traducía en subsidios principalmente a los sectores termoeléctrico, industrial y residencial, por lo que no se respondía a criterios de eficiencia. Desde 1995, la CREG regula la actividad de distribución de gas natural por redes, las Resoluciones 014 de 1995 y 057 de 1996 fijan criterios generales para la contratación de áreas de servicio exclusivo (ASE), concesionadas por el MME mediante licitaciones a empresas prestadoras de servicios públicos. Las tarifas de distribución al usuario final de gas natural están orientadas bajo el régimen de libertad regulada en el cuál la CREG expide un precio máximo (Price cap) para cada empresa distribuidora (Dt cargo promedio

máximo de distribución). Las empresas distribuidoras que operan en redes urbanas deben someterse a la fórmula tarifaria establecida por la CREG.

En Colombia se permite el libre acceso a los sistemas de distribución de gas natural teniendo en cuenta la estructura de cargos que esto involucra, exigen condiciones de confiabilidad, calidad, seguridad y continuidad. Existen dos aproximaciones regulatorias para la distribución, la primera basada en formulas tarifarias, precios máximos y metodología establecidos por la CREG, la segunda basada en precios máximos obtenidos en procesos licitatorios con derechos de exclusividad en áreas geográficas específicas. Hay cerca de 20 empresas distribuidoras en el país, 6 prestan el servicio bajo contratos de concesión exclusiva enmarcados dentro de lo establecido en la ley 142 de 1994 y el resto prestan el servicio bajo contratos de concesión no exclusiva otorgados por el ministerio de minas y energía con anterioridad a la ley 142. El cargo promedio máximo unitario por uso de la red de distribución (Dt) se calcula con base en la metodología del costo medio de largo plazo, los cargos máximos apropiados tienen una vigencia de 5 años a menos que la CREG la prorrogue, para el cálculo de cargo de distribución la CREG tiene en cuenta la inversión en activos fijos, los gastos operativos y una rentabilidad sobre la inversión. Las empresas tienen el derecho a sostener tarifas por 5 años, con posibilidad de prórroga o modificación según la CREG, la tarifa aplicada a pequeños consumidores debe tener en cuenta el costo promedio máximo unitario por metro cúbico para compra de gas natural en troncal y el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico de transporte en troncal. El número de hogares, establecimientos e industrias conectados pasó de 1,6 millones en 1998 a 2,4 millones en el 2001. Según Naturgas, pronto se alcanzarán los 2,5 millones de usuarios, de los cuales el 75% corresponde a familias de estratos socioeconómicos bajos. Se espera llegar a 4 millones de usuarios en 5 años. Para vincular cerca de 200.000 nuevos usuarios cada año, se generan más de 4.000 empleos directos de mano de obra poco calificada.

4.2.1.4. Comercialización. Los usuarios no acuden al productor o al transportador para hacer compras de gas, el cuarto agente que coordina las acciones entre usuarios finales y los agentes de producción, transporte y distribución, es el comercializador. El comercializador puede aparecer en todas las etapas de la cadena. De acuerdo a la Ley 142 de 1994, en el artículo 14, numeral 28, la comercialización de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible. La resolución CREG 057 de 1996 definió las fórmulas tarifarias generales para comercializadores a pequeños consumidores de gas natural.

4.2.2. La situación del sector antes de la reforma.

En Colombia no existía un marco regulatorio general para las actividades de producción, transporte, comercialización y distribución de gas natural antes de

1994, estas se regulaban aplicando el Código Nacional de Petr6leos (CNP). Durante el periodo anterior a la reforma constitucional de 1991 y a la expedici6n de la Ley 142 de 1994, el gobierno nacional coordinaba las pol6ticas del sector del gas a trav6s del Ministerio de Minas y Energ6a (MME) y del Departamento Nacional de Planeaci6n (DNP), el DNP ten6a bajo su responsabilidad el dise1o y la evaluaci6n de las pol6ticas y los programas de masificaci6n del gas natural, en adici6n, la junta Nacional de Tarifas (JNT) ten6a la funci6n de fijar las tarifas de servicios p6blicos en Colombia, estaba adscrita al DNP, por su parte el MME defin6a la pol6tica energ6tica y actuaba como entre regulador en la cadena del gas natural, a 6l estaba adscritas la Comisi6n Nacional de Energ6a (CNE) y Ecopetrol.

El modelo de prestaci6n del servicio p6blico del gas natural en Colombia antes de la reforma de 1994 se caracterizaba por una integraci6n vertical en la cadena, exist6an pocos agentes involucrados en la producci6n y el transporte de gas, con la presencia del monopolio de ECOPEPETROL en las actividades. No se constitu6an contratos de suministro o de transporte del gas entre productores y distribuidores y no exist6a un agente comercializadote en la cadena del gas.

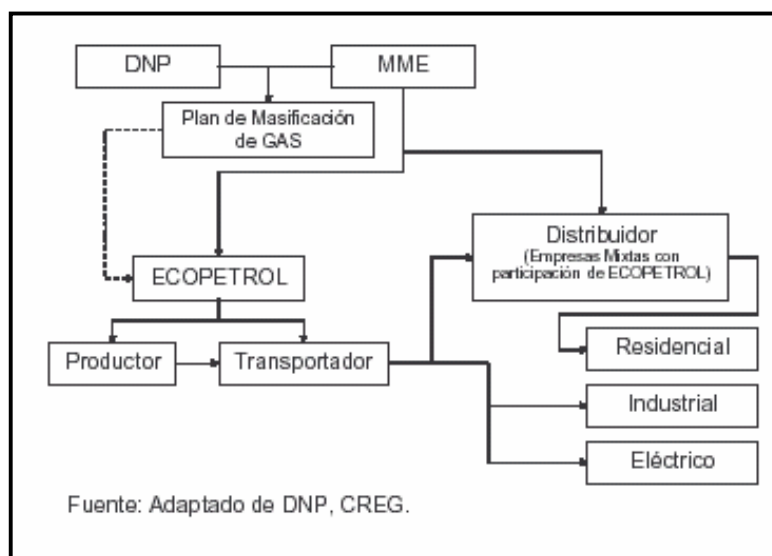


Figura 13. Estructura institucional y regulatoria del sector gas en Colombia antes de las reformas de la Ley 142 de 1994.

4.2.3. Reformas en el sector gas.

Los nuevos principios para la prestaci6n de servicios p6blicos deben enmarcar en los principios de eficiencia econ6mica, neutralidad, solidaridad, redistribuci6n, suficiencia financiera, transparencia, rentabilidad y participaci6n de capital privado o la libre entrada de agentes en la prestaci6n de los mismos.

Este nuevo marco regulatorio se materializa con la promulgación de la ley 142 de 1994, estableciendo el nuevo régimen de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, también aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización, desde la producción y el transporte de gas por gasoducto principal.

De acuerdo con la ley, la regulación en la prestación del servicio público de gas natural está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la vigilancia y control de las empresas prestadoras del servicio público a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), sin embargo, el MME sigue presente como formulador de la política nacional y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) como entidad de apoyo en la planeación e información en el sector energético.

El MME conserva sus funciones como máximo ente formulador de la política nacional de hidrocarburos, determina las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse para la masificación de gas natural, elabora el plan de solidaridad del gas natural, liquida el valor de las regalías y otorga concesiones para la prestación del servicio.

La CREG es una entidad adscrita al MME y tiene como función regular las actividades del sector gas y eléctrico, define el marco regulatorio necesario para el desarrollo del mercado del gas y establece las políticas tarifarias para el sector en toda la cadena.

La UPME es una unidad administrativa especial de carácter técnico adscrita al MME, que recomienda políticas al MME, establece el balance energético del país, con base en los requerimientos de oferta y demanda de los agentes en la economía.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es un organismo de carácter técnico que tiene como función ejercer el control, la inspección y la vigilancia de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, entre ellas las empresas del sector gas en la fase de comercialización, transporte y distribución.

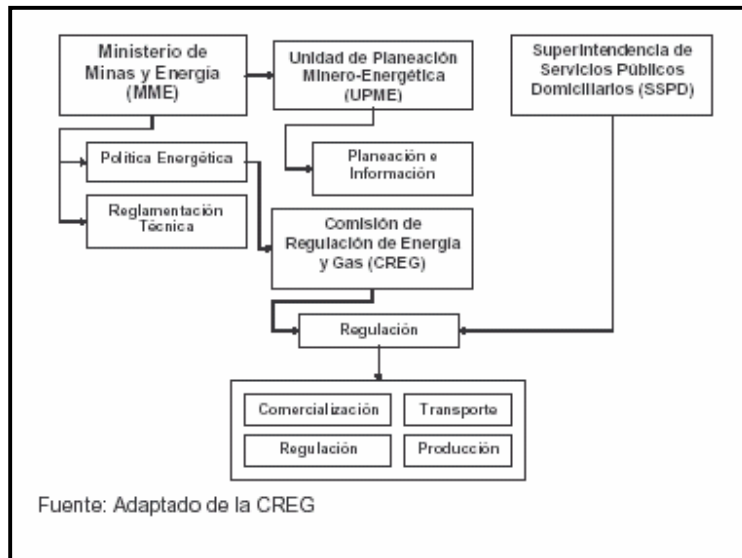


Figura 14. Arreglo institucional del sector gas después de la promulgación de la ley 142 de 1994.

4.2.4. La CREG ha expedido una serie de regulaciones para el mercado del gas natural en busca de su desarrollo.

La resolución 057 de 1996 estableció el marco regulatorio para el servicio público del gas combustible por red y sus actividades complementarias, separó las actividades de la cadena del gas y fijó límites a su integración, ECOPELROL deja sus redes de transporte a la recién creada ECOGAS de acuerdo a la Ley 401 de 1997, el objeto de ECOGAS es la planeación, ampliación, construcción, operación, mantenimiento y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural. La CREG en 1999 emitió la Resolución 071 denominando el Reglamento Único de Transporte por gasoducto (RUT), con el objeto de asegurar que el servicio de transporte de gas natural se realice bajo parámetros de calidad, acceso abierto y permita el desarrollo de mercados. Con la Resolución 001 del 2000 definió la nueva metodología para el cálculo de las tarifas de transporte de gas en Colombia, luego con la Resolución CREG 013 de 2003 aprobó los nuevos cargos de transporte para ECOGAS, siendo modificada por la Resolución CREG 125 de 2003. Existen dos tipos de usuarios, los regulados y no regulados, los usuarios no regulados son aquellos que pueden negociar libremente con un comercializador el precio de suministro del gas, los usuarios regulados son los usuarios residenciales, comerciales y los pequeños consumidores. La estructura tarifaria para el consumidor final incluye un costo (\$/M3) para cada una de las actividades de la cadena del gas natural como son el precio del gas en boca de pozo (G), el cargo por transporte (T), el cargo por comercialización (S) y el cargo por distribución de gas (D), de la suma de los anteriores cargos surge el costo medio de prestación del servicio el cual sirve como referencia a las empresas distribuidoras para fijar sus tarifas.

4.2.5. Situación del sector después de la reforma.

Los cambios introducidos con la constitución de 1991, la Ley 142 de 1994 y todas las regulaciones posteriores buscaron ampliar la cobertura del servicio público de gas domiciliario, satisfacer la demanda con criterios de mínimo costo y con estructuras de precios eficientes, garantizar la calidad del servicio de gas domiciliario, establecer estructuras tarifarias en la cadena del gas natural con base en los principios de equidad y solidaridad, promover la libertad económica y la libre competencia en la prestación del servicio, permitir la participación de terceros, establecer mecanismos que permitan la participación de los usuarios en la gestión y evitar abusos a los consumidores finales.

4.2.6. Señales equivocadas para el desarrollo del mercado del gas natural.

En la medida en la cual se impongan cargas impositivas a unos sectores, se otorguen subsidios a los consumidores de otras fuentes energéticas o se controlen inadecuadamente los precios, es decir, en la medida en la cual se pierda la equidad en el tratamiento de los distintos subsectores, se estará beneficiando a unos productores a costa de otros y unos negocios se volverán más o menos atractivos. Un ejemplo de mala regulación es autorizar rebajas en el precio del gas propano entre el 15 y el 30%, porque lo vuelve más competitivo frente al gas natural. Igualmente, el riesgo de que ECOGAS se maneje con criterios políticos y clientelistas, echándose a perder las inversiones del sector privado, el Estado tiene que ser consciente de lo que está en juego.

La modalidad de contratación que prevalece en el país es contract carriage (contrato por transporte) cuya aplicación inadecuada al tramo Ballena-Barranca ha bloqueado la capacidad de transporte de este tramo, restringiendo los flujos comerciales entre los nodos neurálgicos para el mercado del gas. El esquema adoptado para el desarrollo de la infraestructura de transporte ha llevado a la utilización ineficiente, la baja utilización de algunos tramos, los esquemas adoptados han inducido a la sobre contratación de algunos tramos, generando señales artificiales para la expansión del sistema. El gasoducto Mariquita-Cali excede su capacidad de cualquier expectativa de demanda en el área del suroccidente colombiano (1999), igual ocurre con el gasoducto que abastece a Antioquia (Sebastopol-Medellin) donde existe la posibilidad que su capacidad sea copada de nueve a diez años, el gasoducto Ballenas-Barranca en teoría no iba a mantener grandes volúmenes de gas porque se asumía que los campos de Opón y Cusiana serían los suministradores del mercado del interior, pero las reservas de Opón no fueron las que se esperaban y las de Cusiana aun están por desarrollarse.

Características del sistema de transporte:

1. La inoperancia del nodo Vasconia como centro de referencia de gas.
2. Esquemas contractuales inadecuados con compromisos de muy largo plazo a 15 años.
3. La aplicación inadecuada del régimen regulatorio vigente, para la costa Atlántica se han pactado porcentajes de remuneración fija de transporte con base a los cargos variables (estampilla)
4. El suministro de gas considera compromisos mínimos de take or pay del 70% de los volúmenes máximos garantizados
5. Barreras regulatorias en el transporte de gas para la competencia entre productores.

ECOPETROL sería el único vendedor de los recursos provenientes de la costa Atlántica hacia el interior del país, actitud justificada por la necesidad de distribuir y recuperar costos asociados a la inversión en la red de interconexión para el transporte de gas natural desde el norte del país.

En Colombia existen 13 cuencas geológicas sedimentarias cuya extensión es mas o menos 89 millones de hectáreas, de los cuales el 89 % se encuentra sin contratación para exploración, antes no existía una política para exploración de nuevas reservas ni un adecuado desarrollo de la demanda por el gas natural, para 1991 las reservas probadas ascendieron a 4100 Gpc, presentando un incremento al 54% llegando a 7702 Gpc en el 2000 porque se incluyó las reservas de Cusiana, solo con el desarrollo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, hay un nuevo ambiente de reactivación de la industria en busca de mantener la autosuficiencia.

Sistema de transporte de gas natural en el interior del país fue desarrollado teniendo en cuenta las reservas probables establecidas por ECOPETROL en el campo Opón ubicado en el magdalena medio, que inicialmente fueron estipuladas en 1400 GPC sin embargo dichas reservas se confirmaron en 50 GPC, este hecho ocasiona un desbalance en la infraestructura actual de transporte de gas natural ocasionando la concentración de la producción en los campos de la Guajira.

El mercado del gas ha venido afrontando recientemente algunas restricciones las cuales se traducen, por ejemplo, en la no suscripción de nuevos contratos de suministro en firme. Además, la incertidumbre sobre las nuevas disponibilidades de esta importante fuente de energía para atender las necesidades de la sociedad colombiana, arrojan dudas sobre la capacidad del sistema nacional de gas para atender un mercado en expansión y en particular los consumos resultantes del crecimiento de la demanda actual, los nuevos proyectos industriales y la sustitución de combustibles líquidos por gas natural. El mercado de gas del país está siendo atendido por el gas de la Guajira distante más de 1.000 kilómetros de los principales centros de consumo de la zona central colombiana en ciudades

como Bogotá, Medellín y Cali lo cual trae como consecuencia el deterioro de los índices de confiabilidad en el suministro y la buena atención a los usuarios. Es necesario tomar las decisiones en materia de precios del gas que le permitan a ECOPEPETROL y sus asociados iniciar el desarrollo de la producción de gas de los campos de Cusiana-Cupiagua a fin de atender los consumos del interior del país y prestar un servicio con los niveles de seguridad y confiabilidad que requiere el sistema nacional de gas. Las señales de mercado que defina la CREG serán definitivas para que cada uno de los agentes de la cadena comercial de gas natural realice una proyección de sus inversiones y lo más importante que se asegure al país que habrá un pleno abastecimiento de este energético para el mercado del interior del país en los próximos años.

Colombia ha logrado establecer un marco regulatorio bastante completo que tiene en cuenta los principios fundamentales de la Regulación por Incentivos. Mediante la operación misma de los agentes se generan inversiones positivas que permiten el avance continuo y el desarrollo de la industria, se reducen los costos de monitoreo para el regulador y se beneficia a las firmas y los consumidores.

4.3. MODELO DEL MERCADO DE GAS NATURAL ARGENTINO

La industria del gas argentina tiene una larga y antigua trayectoria, además del uso de gas en residencias y en generación de energía, también tiene su desarrollo en el sector vehicular y en la exportación hacia Chile. La utilización sectorial del gas natural en el mercado argentino está equilibrada, pero el destino principal es todavía la industria donde representa el 36% de consumo. Los sectores de generación de energía y de uso residencial, también importantes, fueron responsables por 31% y 21%, respectivamente. Cabe destacar la utilización del gas natural comprimido como combustible para vehículos motorizados, que ya representa 6% del consumo total del país. El consumo del energético en Argentina aumentó a más del doble en 20 años y, aunque las tasas de crecimiento son menores que las de Brasil y Chile, todavía mantiene valores positivos. El mercado argentino, el más estructurado de los del Cono Sur, está caracterizado por la alta concentración de la producción y la amplia red de transporte existente. Hay restricciones a la integración y existe la separación legal entre los diversos eslabones de la cadena productiva, el libre acceso a la infraestructura está regulado, con intervención de ENERGAS cuando hay conflictos.

4.3.1. Régimen Tarifario. El precio del gas natural en "boca de pozo" es de interés general, resultando del libre juego de la oferta y la demanda, las tarifas de transporte y distribución de gas natural se basan en el sistema de Tarifas Máximas. La Tarifa al Consumidor, (según la ley 24076 en su artículo 37), es la siguiente:

$$Tarifa = Precio_{gas} + Tarifa_{Transporte} + Margen_{Distribución}$$

Ecuación 03. Tarifa al consumidor de Gas Natural en la Argentina.

4.3.2. Regulación por incentivos Gas Natural en Argentina. La meta es incentivar la adopción de innovaciones, proporcionando la flexibilidad necesaria para transportistas y remitentes en la repartición de riesgos, altos costos de entrada, intervención del Estado, regulación de tarifas, operación y condiciones de competencia. Aprovechar las ventajas que existen en la explotación de un bien de este tipo, la intervención sobre los precios del gas natural en cada una de sus actividades y procurar un precio justo para el usuario y para las empresas mejoras en eficiencia.

4.3.3. Factor de eficiencia. En Colombia el factor de eficiencia reduce la base sobre la cual se hace el incremento mensual determinado por la variación en los precios. En Argentina el factor de eficiencia afecta negativamente la tasa de incremento mensual de las tarifas determinada por la variación en los precios. Claramente la inclusión del factor de eficiencia corresponde a un tipo de Regulación por Incentivos, lo cual refleja un avance en el marco regulatorio de los dos países. Herramientas como el “Sistema de indicadores de calidad”, el Factor de inversiones (K) que son las Inversiones adicionales previstas inicialmente en las habilitaciones que no pueden ser recuperadas mediante las tarifas vigentes.

El Marco Regulatorio Argentino procura aumentar los niveles de competencia en la industria y defender al usuario, motiva el buen uso del recurso, facilita el flujo de información e incentiva la calidad y productividad.

4.4. MODELO DEL MERCADO DE GAS NATURAL CANADIENSE.

En compañías locales de distribución, las compras de gas natural a un precio de referencia es fijado por la junta provincial de energía, los precios de exportación se fijan en los mercados donde se vende gas, una vez los costos de transporte y otros conceptos son solucionados, el valor resultante es el ingreso neto de los diferentes puntos de venta. La descentralización del sistema regulatorio da bastante poder a los comisiones provinciales. La industria del gas natural en Canadá funciona como mercado competitivo porque la oferta y la demanda se ajustan con base en los precios del mercado, con un mínimo de regulación por parte del National Energy Board (NEB Comisión de regulación Canadiense), el proceso de desregulación en el sistema de gasoducto estuvo acompañado de la estabilidad en tarifas de uso debido a las economías de escala y a la subutilización de la capacidad instalada, los consumidores finales traen la posibilidad de escoger distribuidor local, lo que significa tener mayor participación en la definición del precio en el mercado. La NEB determina las tarifas posibles del servicio de transporte con el objeto de evitar que estos costos se traslade a los consumidores, la determinación de la oferta esta en función de los costos incrementales de producción y de las variables financieras como la tasa de interés de endeudamiento, la demanda se determina por la interacción de variables como la

actividad económica regional, factores demográficos, preferencias energéticas y precios de otros combustibles.

4.5. EL MODELO DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS.

Presenta un alto grado de transparencia y competencia entre un gran número de productores y consumidores, los precios del gas son determinados en mercados netamente competitivos con bajos índices de regulación y sus variaciones han estado definidas por los cambios en la oferta. El transporte es realizado por compañías interestatales de gasoductos y la demanda esta compuesta por comisionistas, la presión por un mercado mas competitivo haya hecho actuar a las comisiones de regulación a favor de los principales segmentos de consumo, demanda para el 2000 es 39% industria y generación eléctrica, 24% para residenciales y 16% para los comerciantes, la regulación esta dirigida al establecimiento de una metodología del calculo del costo de servicio o tasa de retorno para el transporte, facilitan la descentralización de transacciones para el gas natural, el mercado de gas en USA es altamente competitiva por el alto numero de oferentes y consumidores resultado de la liberación de la oferta.

4.6. EL MODELO DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN EL REINO UNIDO.

La producción de gas natural pasó de ser una industria con características de integración vertical, monopolio de British gas, a ser una industria con elevada participación de nuevas compañías en la actividad de comercialización, transporte y distribución. El OFGAS es en ente estatal que regula las tarifas y tasas de interconexión de los diferentes gasoductos bajo el esquema de la tasa interna de retorno y el precio limite de regulación.

4.7. MODELOS DEL MERCADO DE GAS NATURAL BRASILEIRO.

Las tasas de crecimiento del uso del gas natural en Brasil son elevadas, tan sólo entre 2001 y 2002 ese valor fue de 16,7%. Históricamente, el mercado de gas natural de Brasil no se desarrolló porque las reservas no eran abundantes, y cuando eran significativas, estaban en sistemas aislados y distantes del mercado consumidor, como las reservas de Urucú y Juruá en la cuenca de Solimões, en la cuenca del Amazonas. Tampoco había infraestructura desarrollada ni un ancla de mercado que pudiese justificar la existencia de esa infraestructura, como la generación termoeléctrica, ya que ese sistema en Brasil es predominantemente hídrico.

Factores como la posición dominante de Petrobras, la inestabilidad del marco regulador durante el proceso de apertura del mercado, y la posibilidad de rápida conversión a energéticos más baratos por parte de los consumidores, pueden haber constituido un obstáculo para el desarrollo del mercado.

Sin embargo, el continuo aumento del uso industrial de gas natural a través de un programa de masificación y la reciente introducción de las termoeléctricas al sistema generador de Brasil, inducida para equilibrar al sistema hídrico durante el racionamiento de 2001, han hecho que tan sólo entre 2000 y 2003 el consumo de GN en el país tenga un aumento de 67%.

La mayoría de las plantas térmicas de Brasil tuvo apenas un breve período de producción nominal, habiendo sido comprometida su rentabilidad por el menor costo operacional de la generación de las hidroeléctricas y por las inversiones ya amortizadas a lo largo de los años de las hidroeléctricas cuando terminó el período de sequía.

El marco regulador brasileiro, diseñado entre 2000 y 2001, fue descartado debido a la discusión sobre el libre acceso. En la actualidad, el mercado brasileño de gas natural es incipiente y los riesgos de mercado son elevados. Hay presión por parte de la oferta y los riesgos del mercado son asumidos por los productores que desean monetizar sus reservas. La demora del gobierno para crear un nuevo marco regulador e institucional para el gas natural y la fragilidad de la regulación existente, dieron lugar a discusiones sobre los diversos modelos de acceso en Brasil.

El número reducido de participantes en el mercado brasileño y la posición de monopolio de Petrobras en la producción, transporte y distribución, contribuyeron a transformar la introducción de un marco regulador más abierto en Brasil en una ecuación de difícil solución. La evaluación del nuevo marco regulador del sector eléctrico brasileño y la capacidad que este sector tendrá para encontrar equilibrio y hacer factible el funcionamiento e inserción de la energía generada por las termoeléctricas de gas en Brasil es aun un dilema por resolver.

La ausencia de una infraestructura de transporte mayor y la ubicación de los mercados consumidores causa un desequilibrio regional entre la oferta y la demanda en el mercado brasileño. Así, en el noroeste del país no hay suficiente gas natural para suministrar al mismo tiempo al sector industrial, el consumo domiciliario y la producción máxima de las termoeléctricas de gas de la región.

CAPITULO 5. PERSPECTIVAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL PARA COLOMBIA.

El análisis en frío del potencial del negocio del gas natural en Colombia permite entender el interés de hacerse a la propiedad de las distintas compañías ya establecidas y con concesiones otorgadas por el Ministerio de Minas y Energía. Un mercado con perspectivas tan buenas en un ambiente creciente, demanda el desarrollo de proyectos de gran envergadura para una industria donde la inversión depende de muchos gobiernos estables sin inestabilidades políticas, las cuales vive Latinoamérica constantemente. Este capítulo es una reseña de las oportunidades que esperan al mercado nacional de gas natural, porque la mejor salida es exportar.

5.1. FORTALECER EL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL.

La mayor fortaleza del país es su consumo interno de gas natural, este absorbe la oferta del energético mientras se concretan proyectos de exportación. El gobierno viene dando señales claras para hacer rentable la inversión en gas y ha retomado las medidas para masificar su consumo. En el consumo domiciliario, por ejemplo, en menos de diez años se pasó de 940.000 usuarios a más de 3.200.000, que representan la población con menores ingresos y por ello el impacto social es fuerte. En cuanto al consumo de gas natural vehicular (GNV), el crecimiento ha sido vertiginoso, según cifras de ECOPETROL, para el año 2004 el consumo de GNV aumentó 14%, se han convertido más de 32.000 vehículos, de los cuales 11.500 lo hicieron en 2003, la meta oficial era llegar a los 40.000 a finales del 2005 pero se pueden duplicar. Aunque las cosas van bien, el país todavía está lejos de experiencias como la de Argentina, que tiene más de un millón de vehículos convertidos a gas natural.

El desmonte de los subsidios a los combustibles líquidos es un aspecto fundamental, porque estos subsidios les llegan a los estratos más altos de la población en un país con déficit en inversión social. El consumo vehicular no tiene gran representatividad de mercado, lo importante es que es mucho más generoso ambientalmente, más económico y le permite al país disminuir la dependencia de la importación de combustibles.

En los otros usos del gas natural, el industrial, de generación térmica y en petroquímica, la proyección de crecimiento es más estable, aunque el consumo interno fue importante para darle espacios a la industria del gas, llegó el punto en que solamente las exportaciones dinamizarían el sector.

5.2. PLAN NACIONAL DE MASIFICACIÓN DE GAS NATURAL.

La utilización del gas en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos de Santander. Con excepción de los campos de gas libre, el gas asociado fue considerado por muchos años en el país, como un subproducto de la explotación del crudo, y era quemado en las teas de los campos petroleros.

Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961 que se prohíbe en forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1.873 de 1973.

Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, principalmente en el sector residencial, en el año de 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado "Programa de Gas para el Cambio".

En el año de 1990 surge una vez más la necesidad de crear la cultura del gas, con el documento oficial "Lineamientos del Cambio", confirma los beneficios económicos que se derivarían para el país a partir de la utilización del gas natural..

En Diciembre 18 de 1991, a través del Documento DNP-2571, el Concejo Nacional de Política Energética y Social (CONPES) aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, elaborado con base en el estudio adelantado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, en el cual se identificaron los principales proyectos del Plan de Masificación de Gas.

En 1993, se expide el Decreto 408 del 3 de marzo, con el cual el CONPES aprobó las estrategias para el desarrollo del Plan de Gas, en el que se contemplaba la conformación de un sistema de transporte de Gas Natural, donde ECOPETROL ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos, utilizando esquemas de BOMT (contratos de construcción, operación y mantenimiento por sus singlas en ingles) o similares, para conectar los campos de producción con los centros de consumo del país.

Mediante la Ley 142 de 1994, se establece el marco normativo y tarifario, en el cual se determina que el sistema de transporte de gas es independiente de los productores, comercializadores y distribuidores. De acuerdo con lo anterior, ECOPETROL debía desaparecer como transportador de Gas Natural, dado su papel de productor/comercializador, y en consecuencia debía crearse una nueva empresa que asumiera esas funciones.

Con ese objetivo, durante el año 1995 la FEN realizó varios ejercicios de proyecciones financieras, con el apoyo del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME, el Departamento Nacional de

Planeación y ECOPETROL, con el fin de determinar la viabilidad financiera de una nueva empresa.

El 20 de agosto de 1997, mediante la Ley 401, se creó la Empresa Colombiana de Gas, ECOGAS, como una entidad descentralizada del orden nacional, con carácter de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y sujeta a la regulación, vigilancia y control de las autoridades competentes tales como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSP).

Los objetivos del Plan de Masificación del Gas se pueden agrupar en tres categorías:

a) Los Energéticos: Promover el uso eficiente de las reservas disponibles de hidrocarburos, especialmente las del gas natural, facilitando una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada. Esto se logra a través de la sustitución de energéticos más costosos en diferentes sectores de consumo, en donde son utilizados en forma ineficiente.

b) Los Económicos y Sociales: El uso eficiente de los energéticos da viabilidad al establecimiento de una canasta de energéticos más económica, acorde con el nivel de ingreso de la población. En el proceso de materialización del Plan, se movilizará una gran cantidad de capital privado que se incorporará a los diferentes negocios en el desarrollo del gas. El resultado del proceso será un incremento real de la cobertura del gas en mercados existentes y el suministro a nuevos centros de consumo.

c) Los Ambientales: El uso eficiente de la energía es un factor determinante en la disminución del impacto ambiental de las actividades productivas del país. Adicionalmente, al ser el gas un combustible limpio, eficiente y abundante, permitirá reemplazar la utilización de energéticos altamente contaminantes.

Como resultado de la política de masificación de gas y el nuevo marco legal, en el año 2000 se prestó el servicio a más de 2 millones de usuarios en el país en más de 200 municipios, se construyeron más de 3600 kilómetros de redes de gas, y completo la estructura de transporte para conectar las zonas de producción a los centros de consumo en un periodo de 10 años.

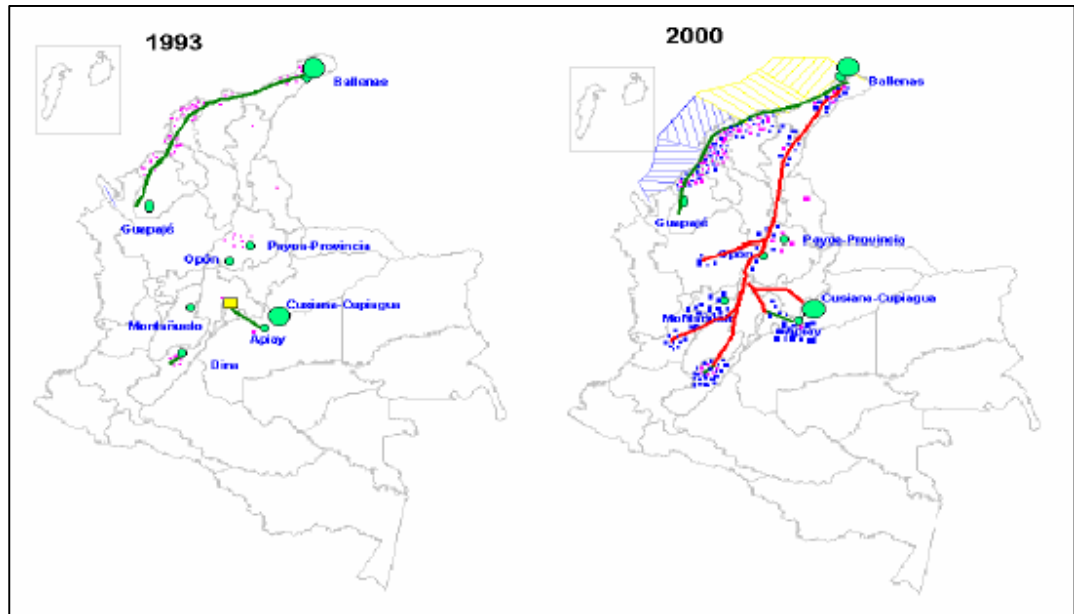


Figura 15. Resultado de la política de masificación de Gas Natural

Sin embargo las proyecciones en demanda suponían la extensión del servicio a más de 3.5 millones de familias al año 2000, esto estaba sustentado en que se diera una política integral de precios y sustitutos, donde los precios de los energéticos deberían reflejar sus verdaderos costos.

Pero estos factores justificaron el no logro de las metas proyectadas:

- Los precios de los energéticos eran inferiores a su costo económico exceptuando el carbón y el consumo de biomasa.
- Presentaba una matriz atípica de consumo de energía por las distorsiones en los precios.
- Había exceso de consumo de eléctrica en el sector residencial.
- La oferta de electricidad no estuvo acompañada de un incremento de la oferta de gas.
- La crisis energética sólo se solucionaría con una modificación del patrón de consumo.
- Existía un círculo vicioso entre el crecimiento de la demanda y el hallazgo de nuevas reservas.
- La participación estatal en la industria afectaba la economía en general.

Los objetivos del plan están lejos de ser cumplidos, la participación del consumo de gas natural no ha evolucionado como era de esperarse y es probable que haya cedido terreno frente a otros energéticos, el gas natural puede considerarse en desventaja con los combustibles poco tradicionales (Carbón, bagazo, propano, crudo de rubiales).

5.2.1. Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación del gas. De acuerdo de las proyecciones de demanda de la UPME se estima que para el 2010, el consumo sea de 1200 millones de pies cúbicos día, triplicando el registrado en 1984, la grafica muestra la evolución de la demanda.

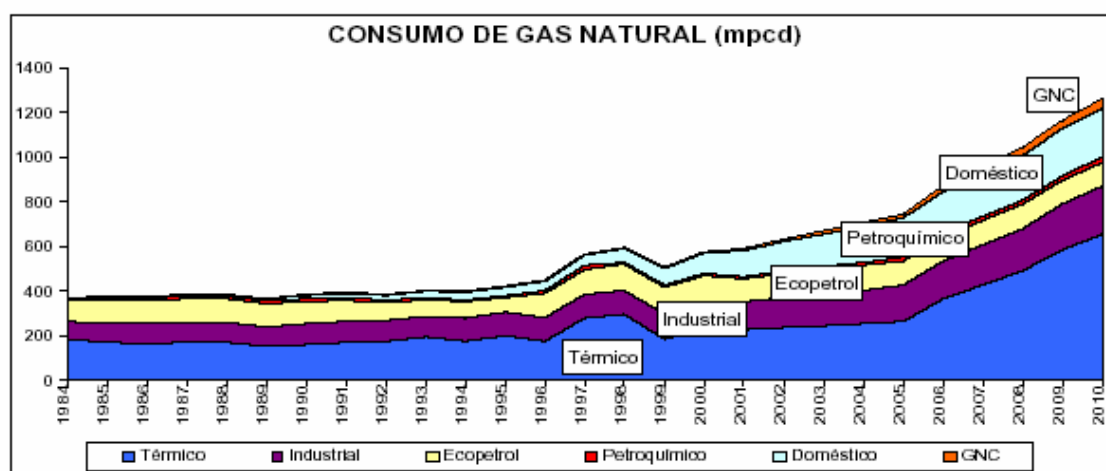


Figura 16. Consumo de gas natural al 2010. Fuente: UPME.

Para alcanzar las metas previstas, el gobierno entre los periodos de 1998 y 2002 modificó las condiciones fiscales y contractuales para mejorar la competitividad del país y atraer la inversión privada en exploración y producción buscando el incremento de las reservas de gas y en la producción de los campos actuales, desde el punto de vista regulatorio se definió el precio de gas natural de entrega en troncal en los campos de Cusiana y Cupiagua, definió el marco regulatorio para las exportaciones a largo plazo, por estos procesos regulatorios se viabilizaran los proyectos de la planta de tratamiento de gas de Cusiana, y el proyecto de producción incremental de Catalina en los campos de la Guajira.

5.2.2. PROBLEMÁTICA ACTUAL.

5.2.2.1. Falta de una política clara en materia de precios en materia de energéticos. Con el fin de promover una estructura de costos competitiva de lado de la demanda, se debe corregir las inadecuadas señales en precios de los derivados del petróleo, que genera distorsiones en el mercado energético, dificultando la entrada del Gas Natural al sector industria y del transporte, como

por ejemplo los subsidios a algunos combustibles. Para ello debe homogenizar las metodologías del cálculo de los precios referente a la indexación, periodos de actualización y ámbitos de aplicación de los sistemas de libertad regulada y vigilada de los diferentes precios de los combustibles, para que la adecuada interacción de estas variables le permita al Gas Natural competir de una manera sostenible, en igualdad de condiciones frente a sus sustitutos. Se requiere una política de precios de los sustitutos basada en sus costos de oportunidad, tomando como referencia sus precios internacionales, con fin de garantizar criterios de economía de mercado a inversionistas potenciales, promoviendo la definición de una estructura de costos competitiva del lado de la demanda.

Notas de pie de pagina: Regulado significa imposición de precios máximos, libre implica la determinación libre de márgenes y precios por parte de los agentes, carretero implica el costo desde la planta de abasto mas cercana al sitio de consumo por transporte terrestre, estampilla por poliducto o propanoducto implica cargo general adicional por concepto de transporte entre sitio de producción y planta de abasto interconectada, distancia por gasoducto implica cargo específico que remunera el transporte por ducto desde un sitio específico de origen a uno específico de destino, subsidio o contribución implica que el combustible es objeto de subsidios o contribuciones hacia y por parte de algunos consumidores.

Tabla 01. Cuadro sobre sistemas de precios aplicados a los energéticos.

	PRODUCTOR	MAYORISTA	MINORISTA	IMPUESTO	TRANSPORTE	SUBSIDIO
Gasolina	Regulado	Regulado	Regulado y libre	Arancel, iva, global, sobretasa, timbre.	Fletes marítimos.	No sujeto
Extra	libre	libre	Libre	Global, iva, sobretasa	Estampilla por producto y carretero	No sujeto
ACPM	Regulado	regulado	Regulado y libre	Arancel, iva, global, sobretasa, timbre.	Fletes marítimos, estampilla por producto y carretero	No sujeto
Energía	libre	libre	regulado	Entidades de control, regulación	Estampilla nacional y sistemas regionales	Sujeto
Crudo	libre	libre	Libre	Ninguno	carretero	No sujeto
Fuel oil	libre	libre	Libre	iva	carretero	No sujeto
Carbón	libre	libre	Libre	ninguno	Carretero	Sujeto
GLP	regulado	regulado	regulado	Entidades control y regulación	Estampilla por propanoducto y carretero	No sujeto
GNV	regulado	regulado	Libre	Ninguno	Tasa gasoducto	No sujeto
Gas Natural	regulado	regulado	regulado	Entidades de control, regulación, transporte	Distancia por gasoducto, cargo distribución	sujeto

5.2.2.2. Complejidad institucional. El desarrollo de la industria del Gas Natural dependen del capital de inversión en las diferentes etapas de la cadena, dicha inversión esta sujeta a la claridad, estabilidad y flexibilidad del marco regulatorio, que defina el ente regulador, en la medida de las decisiones toman mucho mas tiempo del que deben, afectaran la ejecución de nuevos proyectos y la participación del capital privado, además de la cantidad de instituciones del estado que se encargan de vigilar, inspeccionar, controlar y regular el sector del Gas Natural y su falta de coordinación, están ocasionando la parálisis en la ejecución de proyectos del sector, en la actualidad una empresa debe atender requerimientos por el Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios Públicos, la comisión de Regulación de Energía y Gas, las contralorías, la Superintendencia de industria y comercio,

El ministerio del Medio Ambiente y las oficinas de planeación municipal. Con el objeto de evitar la duplicidad y el choque de funciones, entre las entidades del estado y lograr una función eficiente, se hace necesario concentrar la política petrolera y la reglamentación técnica en el Ministerio de Minas y Energía, la regulación económica en la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y el control en la superintendencia de servicios públicos.

5.2.2.3. Sostenibilidad financiera de ECOGAS en el largo plazo como empresa transportadora en el interior del país. Las proyecciones financieras de ECOGAS presentan una perspectiva muy desfavorable de la estructura financiera, en especial el estado de resultados y el flujo de caja, después de atender la deuda con ECOPETROL por concepto de las obligaciones de los contratos BOMT, esta muestra déficit serios aun sin inversiones, el valor presente neto del flujo libre de caja de ECOGAS tiene un valor negativo que alcanza los US\$ 114 millones. El gobierno nacional deberá efectuar una revisión de los pagos a los contratos BOMT's con el fin de determinar las medidas fiscales necesarias para preservar la viabilidad financiera de la empresa a largo plazo.

5.2.3. Estrategias para la dinamización y consolidación del sector del Gas Natural en Colombia. El gas natural no ha penetrado como se esperaba el mercado energético, ni ha desplazado energéticos sustitutos con mayor costo económico y/o ambiental como son en la industria el carbón, el fuel oil, el ACPM y los crudo de castilla y rubiales, y en las residencias la energía eléctrica. Estas señales no han permitido el uso eficiente de los energéticos, especialmente de los combustibles líquidos, presentando incrementos significativos en el consumo de ACPM, mientras se reduce la participación de la gasolina y el gas natural. Desde esta problemática, el ministerio de Minas y Energía comenzó en agosto del 2002 unos aumentos progresivos que tienen como meta igualar los precios nacionales de ingreso al productor de la gasolina y el ACPM con los precios internacionales de largo plazo a diciembre del 2004 asumiendo un precio por barril de US\$ 35.

A la par de esta estrategia se avanzo en la homogenización de la metodología tarifaria para la actividad de transporte de Gas Natural con el transporte de combustibles líquidos a través de poliductos, con el fin de mitigar el impacto tarifario en el sur-occidente del país, se determino la necesidad de aplicar solo parcialmente un componente de distancia para remunerar la estructura de transporte, manteniendo su componente de estampilla. El impacto genera menores ingresos a ECOPETROL, por causa de las distorsiones de precios del ACPM y la gasolina en los últimos 5 años, financiados por un menor precio del crudo nacional que sirve como materia prima para sus refinerías, disminuyendo los ingresos de la nación, en el año 2004 no se podrá mantener esta situación dado que la demanda de ACPM superará la producción haciendo necesario la importación, por lo tanto esta distorsión de precios no solo representará un costo de oportunidad sino que también amenazará la caja de la nación. Conciente de esta problemática, el gobierno nacional mediante ley 812 del 2003 “plan nacional de desarrollo hacia un estado comunitario” en su artículo 8 estipuló el desmonte de los subsidios de la gasolina y el ACPM será compensado con el impulso de los sistemas de transporte masivo, al tiempo que se adoptará en el ámbito nacional un sistema general de precios que reconozca la realidad de los precios internacionales.

Con el propósito de garantizar a futuro el normal abastecimiento de gas natural, en el artículo 59 del plan nacional de desarrollo, se expuso que los productores de gas natural podrán disponer libremente de las reservas para el intercambio comercial internacional y podrán ejecutar libremente la infraestructura de transporte requerida, el gobierno nacional establecerá los límites o instrumentos para garantizar el suministro de gas natural, respetando los contratos existentes, esta política incentiva las exploraciones costa afuera a fin de hacer atractiva esta actividad y aumentar la oferta de gas natural en el país, garantizando el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo.

El reto para la industria del gas natural es implantar un sistema de precios que permita acelerar la masificación del gas natural asegurando la viabilidad financiera del sistema de transporte del interior del país, y mejorando la competitividad del gas natural a lo largo de la cadena, a través de la sustitución de otros combustibles, este objetivo se logra con la estrategia integral entre productores, distribuidores, transportadores y comercializadores, lo cual lleva a la comercialización de volúmenes crecientes de gas natural. Reglamentar el artículo 8 de la ley 812 de 2003 del plan nacional de desarrollo, debido al impacto y incertidumbre que genera el desmonte de subsidios a los combustibles líquidos en el mercado, por lo tanto se debe establecer una cifra clara de incrementos porcentuales mensuales que permitieran al 1 de enero del 2005 igualar y mantener los precios internos de los combustibles líquidos a un precio internacional del crudo a largo plazo, esto no fue posible a la fecha estipulada por el creciente precio del crudo que ronda por encima de los 50 dólares por barril.

Con respecto a las disposiciones del plan nacional de desarrollo, con relación a las exportaciones de gas natural, esta disposición permite la integración regional generando nuevos nichos de mercado para el gas nacional y abriendo la posibilidad de oportunidades para que Colombia tenga la posición estratégica de las grandes reservas de gas del Oriente venezolano y el mercado centroamericano. El inversionista privado que invierta en ECOGAS debe definir las herramientas necesarias para asegurar que únicamente el valor del mercado efectivamente pagado por el inversionista se refleje en los cobros por capacidad y volumen, y estimular estrategias comerciales para incentivar el consumo de gas, por lo tanto los costos fiscales que debe asumir la nación no podrán ser incorporados a los cobros de los usuarios del transporte de gas. Solicitar al MME la expedición de un decreto para que la CREG y el ministerio adopten las acciones necesarias para la homogenizar los periodos de indexación de los precios de los diferentes combustibles y los del gas.

5.3. EL GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Para el sector de generación eléctrica, el gas natural continuó presentando niveles importantes de consumo debido a los atentados contra la infraestructura de transmisión eléctrica al 2001. La generación eléctrica en termoeléctricas presenta una alta participación en la demanda disminuyendo en la mitad de la década 2000 y 2010, para volver a adquirir una alta participación a partir de la siguiente década, es un reto al sector gas donde hacia futuro debe tener una oferta ampliada así como precios competitivos, sobre todo en actividades de tipo industrial.

Ciertas características del sector eléctrico colombiano como la volatilidad del consumo de gas natural hacen que su interacción entre los sectores gas – electricidad no sea tan fluida como fuera posible, son industrias las cuales no debería haber integración vertical de acuerdo a lo establecido en la regulación y en donde el gas natural tiene la desventaja en el interior del país por falta de desarrollo del mercado. En países con mercados maduros de gas – electricidad existen agentes proveedores independientes y filiales de comercialización de los servicios públicos que asumen el papel de comercialización conjunta.

La política de precios que se tienen para el gas y el hidroeléctrico tiene diferencias claras, por el caso del gas natural los precios son regulados, fijando un precio máximo, en el caso eléctrico son libres, surgen de la interacción de la oferta y la demanda. Con la liberación de los precios del gas natural en boca de pozo, el precio del gas puede reflejar el costo de oportunidad en el mercado mayorista eléctrico.

5.4. DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR (GNCV).

El impulso que ha tenido la industria del gas natural Vehicular (GNV) a través de la extensión del IVA a la compra de partes y equipos para la conversión de vehículos, mostraron resultados durante el 2004, mas de 7 mil vehículos fueron convertidos al sistema, contabilizando en total 22395 conversiones desde Agosto de 2002, 56% de la meta del cuatrienio. El gas natural a diferencia de otros combustibles no está sujeto a los vaivenes de las tasas de cambio ni de los precios internacionales, sumado a esto, el gobierno nacional se ha comprometido a que el precio del galón equivalente de Gas Natural Vehicular continúe siendo como hasta ahora el 60% del precio de la gasolina en Barrancabermeja sin sobretasa. Este compromiso permite que las bondades económicas del Gas Natural Comprimido Vehicular sean fácilmente transferibles al consumidor final. De acuerdo a las proyecciones realizadas por el Ministerio de Transporte, el transportador se puede ahorrar entre un 15% y un 50% de sus costos relacionados con combustible sólo con convertir su vehículo a gasolina a uno de sistema dual. Igualmente, se presentan ahorros importantes en términos del mantenimiento de los motores como la reducción a la mitad de la frecuencia del cambio de aceite cuando se emplea gas natural como combustible motor, un aspecto importante es la disminución de la contaminación por gases de combustión porque el Gas Natural es mas limpio.

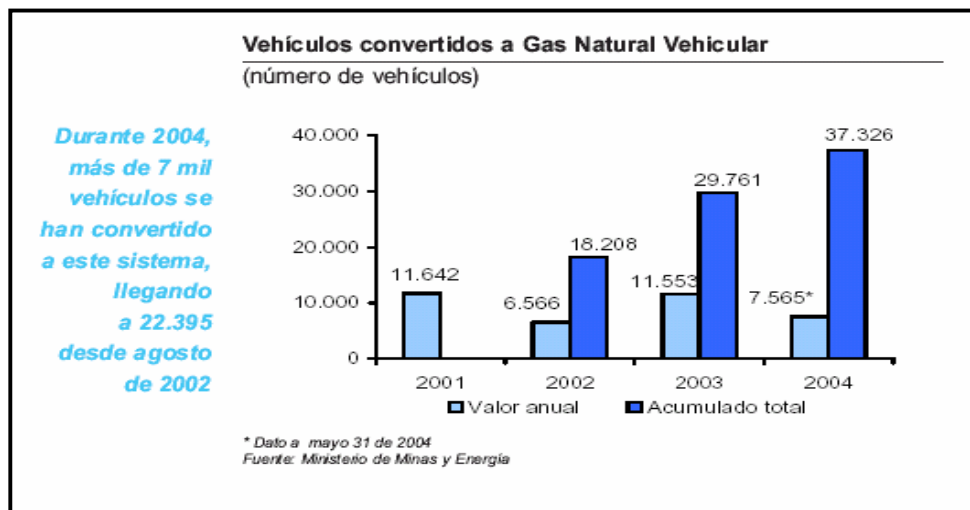


Figura 17. Evolución en la conversión de vehículos con GNCV.

De acuerdo con la UPME, el sector transporte ocupa el segundo lugar de importancia en el consumo total de energía final en el país con una participación del 31%, del cual el 1.2% corresponde al consumo de gas natural vehicular, mientras que el 98.2% restante proviene de otros derivados del petróleo, principalmente gasolina con un 58.5% y ACPM con un 39.7%. Durante 2004 casi

se duplicó el número de vehículos en el país que se habían convertido a gas natural vehicular, al llegar a 53.169 el número de carros que usan este combustible.

En el año 2004 se registró un crecimiento récord en las conversiones de 77.69 por ciento, con 23.247 cambios, frente a los 29.922 que existían en 2003, este crecimiento obedece a varios factores como por ejemplo la campaña conjunta entre el Gobierno Nacional y la empresa privada para incentivar el consumo del gas, la nueva cultura de los combustibles que el país comienza a vivir y que desmitifica los 'perjuicios' de este energético en los automotores, la rebaja de un millón de pesos en el proceso de conversión y el aumento en los precios de la gasolina, entre otros. Pese a esas cifras, aún queda mucho espacio para el desarrollo del gas en el país frente a los resultados en otros países. Muestra de ello son los ejemplos de Brasil, que está convirtiendo 200 mil vehículos por año, o Argentina, donde circulan 1,2 millones de vehículos movidos con gas natural.

Una de las ciudades que avanza más rápido en materia de conversiones, es la capital colombiana y sus zonas de influencia (Soacha y Zipaquirá). En 2004 logró una cifra récord al convertir 8.788 vehículos a gas natural, para el año 2005, la meta es realizar 20 mil conversiones en la ciudad y extender a más de 40 la red de talleres y estaciones de servicio que ofrezcan gas natural vehicular.

El Gobierno Nacional, espera que en el 2005, la cifra de conversiones siga creciendo, dado la tendencia que se ha visto y los factores favorables para el consumo del gas, como el congelamiento de precios en Bogotá, que anunció la empresa Gas Natural. De esta forma el precio del gas natural cuyo metro cúbico se paga en el 2005 a 860 pesos, es decir el equivalente a 2.552 pesos por galón, este se mantendrá durante todo el año y hace parte de la estrategia de incentivar la utilización de dicho combustible a unos costos muy favorables para los usuarios.

5.5. FUTURO DE LA INTERCONEXIÓN GASÍFERA EN LATINOAMÉRICA.

En la última década, América Latina mostró un crecimiento promedio de 5,1% anual. Eso revela que los mercados energéticos de la región, en especial Argentina, Bolivia, Brasil y Chile, están entre los mercados más dinámicos en crecimiento del mercado mundial de gas natural, la proyección de crecimiento de la región entre 2002 y 2020 es la mayor del mundo 154%, a una tasa compuesta de 5% anual.

El crecimiento del mercado de energía, el aumento del gas natural como forma de diversificación de las matrices energéticas de estos países en los que hasta hace poco los índices de penetración del energético estaban por debajo del promedio mundial y las crecientes inversiones en infraestructura de transporte que dan la interconexión energética de la región justifican su dinamismo. Teniendo en cuenta

todos los países de América del Sur, la participación del gas natural en la matriz energética subió de 18% en 1990 a 22% en 2000.

Ese aumento está relacionado directamente con la apertura a la inversión privada en varios de estos mercados, que atrajo capitales para exploración y producción, plantas de gas natural licuado (GNL) y proyectos de plantas termoeléctricas. En este último caso, la inserción rápida de plantas termoeléctricas para equilibrar sistemas predominantemente hídricos, en especial en Brasil, puede desempeñar un papel importante para asegurar el crecimiento y desarrollo de la industria del gas natural en esos países.

En la década pasada hubo un aumento sustancial de reservas de gas en la región, especialmente en Brasil y Bolivia, resultado de la mayor actividad exploratoria en esos países. Cabe resaltar que en Argentina, las reservas aumentaron muy poco como resultado de la falta de actividad exploratoria debida a la caída de los precios en el mercado interno y del bajo nivel de esa actividad en los últimos cinco años. Aun así, la relación de reservas a producción de Argentina es de aproximadamente 17 años, y el país cuenta con la mejor red de gasoductos para el transporte del gas natural a los principales mercados consumidores y para abastecer a su vecino Chile, cuya dependencia energética de Argentina es sustancial.

Los notables descubrimientos de gas en Bolivia, en los campos de San Antonio y San Alberto, que juntos suman reservas de aproximadamente 20 trillones de pies cúbicos (Tpc), transformaron a Bolivia en el mayor poseedor de reservas de la región, con aproximadamente 54 Tpc. En Brasil, el mejor aprovechamiento del gas de la Cuenca de Campos mediante la reducción de la quema, y el descubrimiento de importantes acumulaciones marinas en la Cuenca de Santos, y en menor escala en la de Camamú-Almada establecieron un nuevo grado de reservas para el país. En el norte de Sudamérica, Trinidad Tobago y Venezuela tienen cerca de 67% del total de reservas del continente y se destacan como los principales exportadores de gas natural licuado (GNL) a los mercados del Atlántico Norte, particularmente a Estados Unidos. Aunque muy significativas, estas reservas están desconectadas de la parte sur del continente, donde se ubican los mayores y más promisorios mercados.

Gran parte de estos descubrimientos en Brasil y Bolivia, y de las reservas argentinas, es de gas no asociado, lo que representa un factor positivo, pues su aprovechamiento no depende de la colocación de líquidos en el mercado, como es el caso de las reservas de Venezuela.

La infraestructura de transporte internacional de gas natural está en fase más avanzada en el Cono Sur, que en la parte norte del continente. Argentina y Bolivia, con reservas muy considerables de gas no asociado, son los abastecedores naturales para los mercados de Brasil y Chile.

Con el crecimiento de la infraestructura, el comercio de gas natural entre esos países también ha aumentado considerablemente, el aumento ha sido substancial a partir de 1997, con la puesta en funcionamiento de los gasoductos entre Argentina y Chile, y después en 1999, con el inicio de la exportación de gas natural de Bolivia a Brasil. En 2001 y 2002, el comercio de gas natural entre los países del Cono Sur fue de 350 Tpc.

Aunque el comercio de gas natural en la región esté en franca expansión, pueden surgir algunas dificultades relacionadas con los mercados. Entre ellas, las diferentes realidades sociales y económicas de cada país, los reglamentos actuales en constante transición, el financiamiento de la ampliación, las estrategias empresariales no coordinadas y, sobre todo, los modelos energéticos incompatibles.

Estas diferencias de mercado pueden llevar a situaciones como la reciente del mercado argentino, que sufre una crisis de desabastecimiento de gas natural, y cuyas consecuencias tuvieron impacto directo en el suministro a Chile. En Brasil con la reciente huelga realizada por los indígenas en contra del Gobierno Boliviano, suspendió el suministro de gas natural a las termoeléctricas del Brasil, trayendo en consecuencia una incertidumbre energética y comercial al vecino país.

Los factores que determinan una madurez del mercado son dinámicos, compuestos por la estructura de la demanda, la inserción del gas natural en la matriz energética, la existencia y tamaño de las reservas de gas y la diversificación de la oferta. En los mercados menos maduros, como es el caso de algunos países del Cono Sur, la inversión en capacidad adicional de producción o de consumo no llena, en su totalidad, una demanda existente y sí "crea" demanda nueva o desplaza a otros energéticos del mercado. Luego la mejora de las interconexiones de transporte y distribución de gas natural será un factor importante para aumentar la flexibilidad y penetración del energético en el mercado y para que los mercados del Cono Sur estén interconectados.

El solo aumento de la infraestructura no será suficiente para crear un mercado regional. Hay otras condiciones necesarias en la consolidación de estos mercados, entre las que resalta las políticas energéticas definidas dentro de los países y en el ámbito regional, un diseño regulador transparente y estable, con la necesidad de atraer inversiones privadas por la dificultad de financiar inversiones nuevas a través de los gobiernos nacionales.

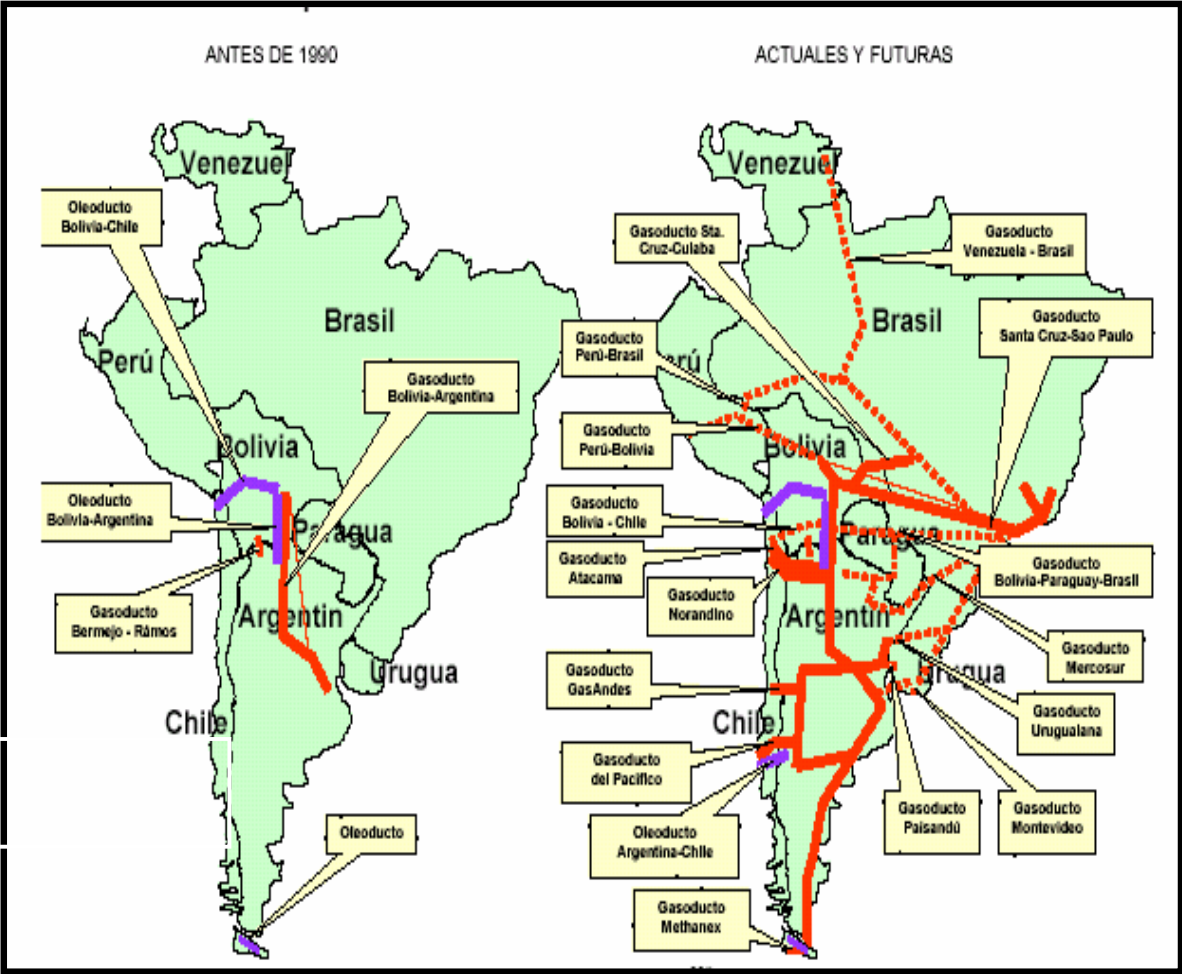
El desarrollo de proyectos importantes como el de Camisea en el Perú, la interconexión por gasoducto entre Bolivia y Brasil, demuestran el fuerte impulso que tiene este combustible para la industria, luego las posibilidades para el mercado de gas natural colombiano están presentes, el reto radica en descubrir nuevas reservas y desarrollar proyectos de interconexión con países vecinos.

Colombia gracias a su excelente ubicación geográfica, tiene el potencial para ser el nodo principal de interconexión entre Sur América y Centro América. El mercado de gas natural en la Comunidad Andina y Centroamérica es un energético no transable a nivel internacional, de manera que su desarrollo y utilización han estado sujetos y continuarán estando en el corto plazo a las posibilidades de desarrollo del mercado doméstico en cada país.

En la figura siguiente se muestra cómo la red internacional de gasoductos entre los países latinoamericanos del cono sur, antes de 1990 se limitaba a interconexiones entre Argentina, Chile y Bolivia. En la actualidad, los planes para construcción de gasoductos en Latinoamérica superan los 25.000 Km, lo que representa cerca de un 20% de la expansión planeada a nivel mundial.

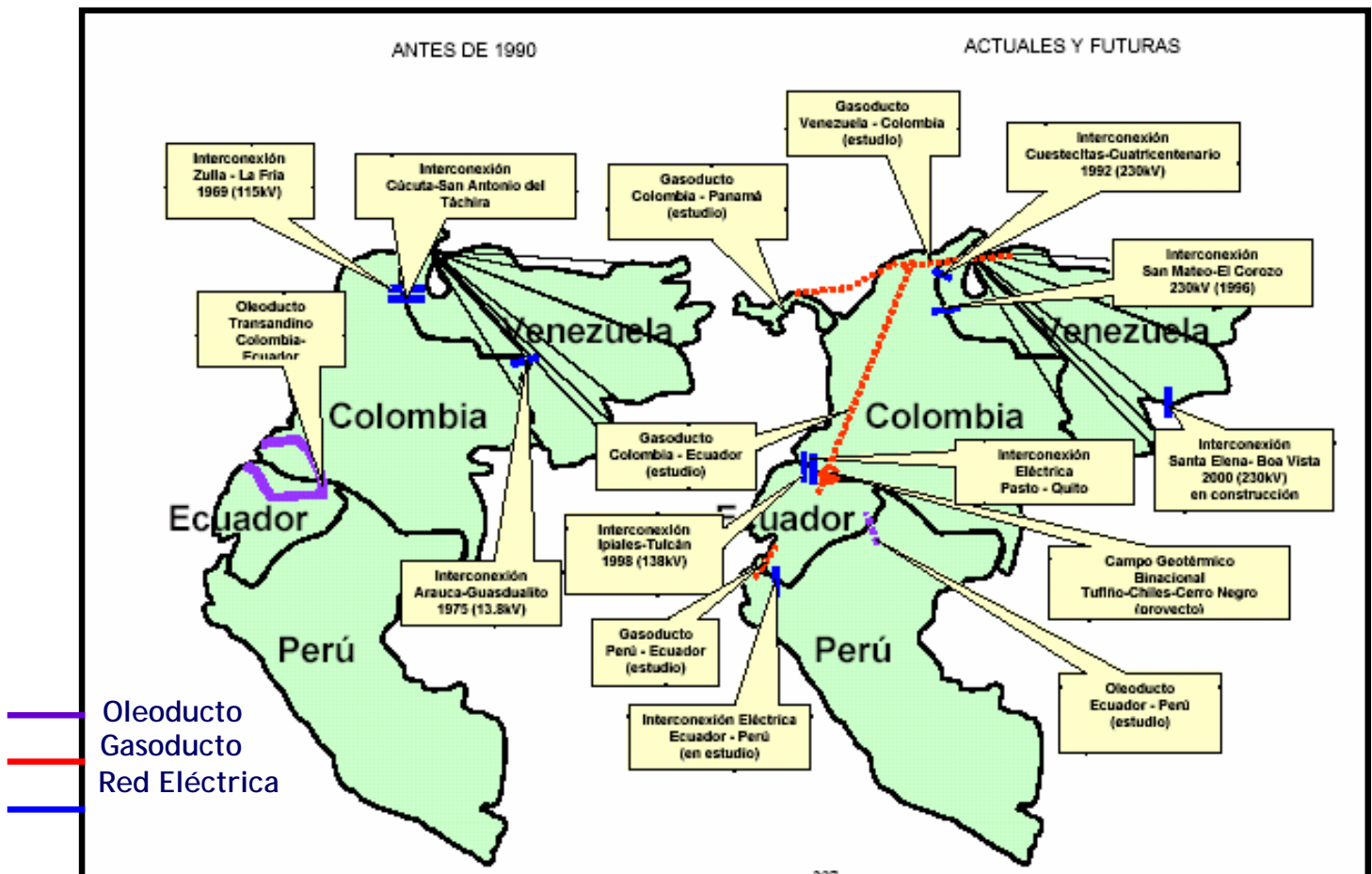


Figura 18. Ubicación estratégica de Colombia para ser nodo principal de la interconexión gasífera en Latinoamérica.



Fuente: Estudio: "El Mercado del Gas Natural en Ecuador", Ministerio de Energía y Minas Ecuador -

Figura 19. Interconexión Cono Sur América



Fuente: Estudio: "El Mercado del Gas Natural en Ecuador", Ministerio de Energía y Minas Ecuador - OLADE, CEPAL - 2000

Figura 20. Interconexión Comunidad Andina

Cuando Colombia se integre con Venezuela y Ecuador, el paso siguiente será integrarse con Bolivia y Perú. Estos países, a su vez, estarán ya integrados con Mercosur, y con ellos, la interconexión del continente. América Latina debe pensar en una estrategia de conjunto para aprovechar las oportunidades que representa el consumo futuro en Estados Unidos.

Este será el escenario perfecto para la política energética mundial, porque hay una evidente tendencia a desplazarse hacia la generación y utilización de energías limpias, y el gas natural tiene un papel protagónico, las mayores oportunidades estarían en Estados Unidos, que se vislumbra como el gran consumidor del energético, China, India y Japón también se perfilan como grandes importadores. Las proyecciones son atractivas en los próximos años, el uso del petróleo en el

mundo crecerá a tasas cercanas al 2% anual, mientras que el gas natural lo hará por encima del 6%.

5.5.1. La interconexión entre Colombia y Venezuela por medio de un gasoducto potenciaría las exportaciones e inversiones en el sector. Pero las decisiones de la CREG le darían el rumbo definitivo.

El estudio de factibilidad que ECOPETROL, Texaco Colombia y PDVSA Gas desarrollaron concluyó que el proyecto es viable, solo falta definir la forma de financiación y el esquema de ejecución. Para darle soporte a las reservas y garantizar la rentabilidad económica a largo plazo, habría que definir el proyecto de producción incremental de gas Catalina en la Guajira que requiere una inversión de alrededor de US\$200 millones. Este megaproyecto se unió a la construcción de la planta para el procesamiento de gas de Cusiana, vital para el programa de masificación de gas y para garantizar la oferta de este hidrocarburo en el interior del país. Estos recientes desarrollos han sido posibles, debido a las decisiones que se han tomado en materia regulatoria, respecto al precio para el gas de Cusiana y a las normas para permitir la exportación. Es necesario definir una política energética de largo plazo, especialmente en materia de precios, posibilitando la exportación a zonas como Centroamérica y el caribe.

5.5.1.1. La Interconexión. A pesar de que Venezuela cuenta con reservas probadas de gas natural de 147 terapias cúbicas TPC (casi 20 veces más que Colombia), en la región del Golfo de Maracaibo se presenta un déficit en el suministro del orden de 430 millones de pies cúbicos por día (mpcd). Porque la mayor producción se localiza en Anzoátegui, pero no hay gasoductos para llevar este gas al occidente del país. Se espera que parte de la demanda sea cubierto parcialmente con las exportaciones desde Colombia.

5.5.1.2. El Proyecto. La construcción, operación y mantenimiento de un gasoducto de alrededor de 200 Km. para el transporte de 150 a 200 mmpcd de gas producidos en los campos ubicados en la Guajira (operados por Chevron-Texaco en asociación con ECOPETROL), hacia la región del Lago de Maracaibo. Colombia exportará alrededor de 200 millones de pies cúbicos de gas natural a partir del año 2006, por un período mínimo de 7 años, lo cual le significará al país divisas por entre US\$50 y US\$70 millones anuales. El proyecto tendría un costo de US\$180 millones, y su construcción tardaría entre 18 y 24 meses.

5.5.1.3. Regulación. El sector de gas es altamente regulado. Hay numerosas entidades que ejercen influencia sobre sus participantes, lo cual dada su descoordinación causa inestabilidad en las normas regulatorias y lentitud en las decisiones fundamentales. Esto genera retrasos en las decisiones de inversión del sector. Por ejemplo, el sector está atento a normas que debe expedir la Comisión

de Regulación de Energía y Gas, CREG, respecto a la racionalización de los costos de transporte por parte de ECOGAS y la nueva reglamentación de la distribución. Además, urge una política de largo plazo en materia de precios de los combustibles líquidos.

5.5.2. Empresarios de Panamá y Colombia se reunieron para analizar el potencial del comercio del gas natural.

Una reunión organizada por el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) de Panamá y el de Energía y Minas de Colombia, el MICI señaló que se buscará promover e impulsar el intercambio de información que permita el acercamiento entre los sectores privados de ambas naciones interesados en materia de exportación, distribución y comercialización del gas natural, la iniciativa se enmarca en el proyecto de exportación de gas natural de Colombia a Panamá. El proyecto, en fase de estudios, unirá a ambos países por un gasoducto que empezará a funcionar previsiblemente en el año 2006 y cuyo costo es de unos 200 millones de dólares.

5.5.3. Colombia podría ser un gran exportador de gas.

Desde la década de los ochenta, al mar Caribe colombiano no bajaba un taladro de explotación, a pesar de que el subsuelo marino en esta zona del país tiene gran potencial de albergar crudos livianos y gas. El proyecto, con inversiones superiores a los US\$ 60 millones en los primeros años de funcionamiento, forma parte del acuerdo firmado por la Exxon-Mobil, Petrobras y ECOPETROL S.A.

Este no es el único ejemplo de actividad en la industria nacional del gas natural, ECOPETROL y sus socios BP Exploration Company y Tepma decidieron adelantar acciones concretas para extraer el gas natural proveniente de sus operaciones en Cusiana. El objetivo es poner a disposición del país 180 millones de pies cúbicos al día (mmscfd) a finales de 2005, en una nación que consume alrededor de 600 mmscfd. Para tal fin construyeron una planta de 52 mmscfd, y con ella, parte del consumo de gas natural de Bogotá ya se está extrayendo de Cusiana. Adicionalmente, está en construcción una segunda planta con inversiones entre los US\$100 y US\$150 millones para cumplir la meta de producir 180 mmscfd. Otro gigante que atendió al llamado de las nuevas inversiones en el negocio del gas colombiano es la Drummond, esta multinacional, luego de haber contribuido a desarrollar el negocio de carbón en el país, va tras el gas. En las minas de carbón también se puede explorar y explotar gas metano e hidrocarburos, así funciona en los Estados Unidos y la Drummond espera hacer lo mismo en sus operaciones en el Cesar. Estas inversiones se explican por las señales que está dando el gobierno para la inversión en la industria de hidrocarburos. La más importante, la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, y el nuevo marco contractual que esta

agencia está empleando. En el caso de Cusiana, los cambios que introdujo la CREG en la regulación vigente y la política de precios de gas de Cusiana fueron decisivos. Las mejores condiciones en el orden público nacional también han estimulado las inversiones en un sector tan sensible a ataques a la infraestructura.

El gas natural podría ser el segundo rubro de exportaciones para el país y la posición geográfica privilegiada es una ventaja comercial. No se ha desarrollado el mercado de exportación por la incertidumbre sobre las reservas del país, pero las reservas actuales, manteniendo los crecimientos de consumo interno y sin incluir nuevos hallazgos del producto, alcanzan para 20 años, estas reservas son suficientes para pensar en exportar, crecer el consumo del país y, estimular la inversión extranjera en la industria. El debate se genera a partir de una regulación interna que permite establecer controles, que no tendrían las exportaciones, en los mercados externos, el gas se podría vender al costo en que sea competitivo respecto a sus sustitutos, esto no garantiza que sea un precio mayor que el del mercado interno. Para el país, el gas de Cusiana es estratégico, una vez empiece a salir en grandes cantidades, podrá atender la demanda del centro del país, esto liberaría el gas de la Guajira, que abastecería solo el mercado de la Costa y podría destinar una parte de la producción a exportar.

Con el tratado de libre comercio con Estados Unidos, las multinacionales que consumen gran cantidad de gas natural en sus procesos productivos, estarían interesadas en diversificar su producción hacia mercados menos volátiles en los precios del energético y con capacidad de suministro. Si Colombia suma las siguientes variables, entre ellas reservas suficientes de gas, proveedores confiables del servicio, claridad en la regulación tarifaria y beneficios para la inversión, el país constituiría un destino importante para la inversión proveniente de la industria petroquímica de Estados Unidos.

5.6. GAS NATURAL S.A. UN EJEMPLO DE EMPRESA EN EL DESARROLLO DEL MERCADO.

La recesión económica tuvo un impacto importante para la industria del gas natural, por esta razón, Gas Natural S.A. necesitó una inyección de capital por \$100.000 millones en el año de 1999, lo cual a la vez demuestra la confianza de la empresa en el país. Igualmente, se implementó un plan de ajuste de costos y de rediseño de los procesos, para así ser cada vez más eficientes. Uno de los principales problemas que enfrentó en la actualidad es el régimen tarifario, es indispensable aumentar las herramientas regulatorias y comerciales que permitan incrementar el consumo de gas en el país. En año 2005, Gas Natural contó con 880.000 clientes y para el año 2006 se estima superar el millón cuya base se encuentra principalmente en Bogotá. Desde el 2001 en adelante se presupuesta crecer en 120.000 clientes nuevos por año. El principal proyecto este año es el del

gas natural vehicular, para sustituir por gas el combustible del transporte público. La idea es iniciar la conversión de 7.000 vehículos en total. Para esto es necesario tener 25 estaciones de gas para abastecer la demanda. Para Gas Natural S.A. lo más importante es mantener un equilibrio entre conversión y número de estaciones. Otro proyecto importante es el de la gasificación de la Sabana de Bogotá, que está enfocado principalmente al sector industrial.

No hay duda de que el gas en Colombia puede convertirse en uno de los negocios con mayores perspectivas. En cinco años se espera que el negocio siga creciendo y que queden solo unos pocos grupos en transporte y distribución. El proyecto de distribución de gas en Colombia es uno de los de mayor proyección y solidez para la compañía.

La multinacional española Gas Natural S.A. llegó al país en 1996 y está dispuesta a invertir fuertemente, buscando la masificación del gas en toda Colombia. Su estrategia de crecimiento es muy clara y se basa en divulgar una cultura de masificación del gas. Ha reestructurado su estrategia comercial buscando aumentar el ritmo de captación de nuevos usuarios, de esta forma, está fomentando líneas de financiación para aquellas personas que quieran adquirir las instalaciones de gas y así hacer uso del gas tanto en estufas como en calentadores. Uno de los objetivos de Gas Natural S.A. es incrementar la utilización de gas en la industria, lo ideal es que el 75% del gas se destine a uso industrial y el 25% a uso doméstico. Para esto, la organización busca aumentar los usos alternos. Gas Natural S.A. es una organización que con poco tiempo en Colombia que ha desarrollado un importante segmento de clientes. A pesar de los tropiezos, sigue andando con fuerza.

CAPITULO 6. GENERALIDADES DEL MERCADO DEL GAS NATURAL.

6.1. LA RED NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.

Esta red está conformada por un sistema de tres gasoductos principales a los cuales se conectan ramales regionales, estos últimos transportan el gas hasta los municipios. El gas es llevado a las residencias e industrias a través de redes domiciliarias de distribución. ECOGAS, a través de su propia red o la que contrate con el sector privado, maneja el sistema central de gasoductos y los subsistemas de distribución hasta los municipios, las redes municipales de distribución son contratadas por el Ministerio de Minas y Energía, mediante licitación para áreas exclusivas de servicio, o por los municipios directamente.

Los gasoductos troncales y regionales (ramales) de la red de ECOGAS, tienen una extensión total de 3.233 km, en esta cifra no se consideran las redes domiciliarias para la distribución en los municipios. La capacidad actual de transporte del sistema es de 150 mpc/d, en el tramo Ballena - Barrancabermeja y de 200 mpc/d a partir de Barrancabermeja, pero la cantidad que se transporta depende de la demanda efectiva.

Parte de la red fue construida utilizando oleoductos ya existentes que transportaban petróleo crudo, los que mediante un proceso de conversión, fueron habilitados para el transporte de gas. Otra parte fue construida directamente por ECOPETROL, y tanto la una como la otra fueron escindidas a ECOGAS. Adicionalmente, tres (3) de los gasoductos principales y sus ramales fueron construidos y financiados por la industria privada bajo el sistema BOMT (Build Operate Maintain and Transfer por sus siglas en ingles).

En 1993, la disposición de la red nacional de gasoductos contaba con 584 kilómetros de propiedad de ECOPETROL ubicados en su mayoría al interior del país, y 1727 kilómetros de gasoductos privados, principalmente en la Costa Atlántica y los Santanderes. Esta estructura hacía del gas un recurso aprovechable únicamente a escala regional y es por ello que precisamente en la Costa Atlántica, Santander, Huila y parte del sur de Bogotá se desarrolló una cultura alrededor del gas natural, la cual ha servido para estructurar gran parte de su desarrollo en el ámbito nacional.

El esfuerzo de masificación se tradujo en la construcción de 2788 kilómetros nuevos de infraestructura básica, obras, a ser desarrolladas entre 1995 y 1997. El reto era inmenso al igual que las inversiones requeridas. En efecto, ECOPETROL debió invertir en forma directa 277 millones de dólares (de 1996) y el sector privado, con el respaldo de la Empresa Estatal, 644 millones de dólares para un

total de inversiones de 921 millones de dólares. El reto continúa, puesto que en los próximos 20 años, la infraestructura para atender la demanda prevista de gas costara alrededor de 1200 millones de dólares. En conjunto, y sin contabilizar las inversiones en exploración y producción, las inversiones requeridas por el Programa de Masificación del Gas Natural ascienden a los 4350 millones de dólares, cifra considerable para adecuar un sector de servicios con una recuperación de capital a tasas de inversión social.



Figura 21. Sistema de transporte de gas natural.

La Red Nacional de Transporte de gas natural, está compuesto por los siguientes sistemas:

- De la Costa Atlántica: Conformado por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de La Guajira, Córdoba y Sucre, con las puertas de ciudad localizadas en Riohacha, Santa Marta, Barranquilla,

- Cartagena, Sincelejo y Montería, incluyendo las conexiones de otros campos menores y los subsistemas que se conecten a esta troncal.
- Del Centro: Es la troncal que hace la conexión de los campos de gas natural de La Guajira con la puerta de ciudad de Barrancabermeja (Santander) y los subsistemas y ramales que se conecten a esta troncal.
 - Del Interior: Está compuesto por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de Casanare, Meta, Tolima, Huila, Santander, y otros existentes en el interior del país, con las ciudades de Villavicencio, Neiva, Medellín, Bucaramanga, Cali y Bogotá, entre otras.

6.1.1. Criterios y necesidades de expansión del sistema de transporte.

La evaluación del plan del sistema de transporte puede determinar la infraestructura necesaria para cubrir la demanda con debida anticipación, para efectos de la planificación del transporte de gas natural es necesario conocer la magnitud de las demandas y sus nodos de entrada y de donde pueden ser abastecidas. Las inversiones previstas en los diferentes sistemas corresponden a las establecidas y aprobadas a las empresas de transporte de cada región en la resolución de la CREG 014, 015, 016, 017 de febrero del 2001 para cargos regulados. Las inversiones en expansión van a estar jalonados por el desarrollo del gas de Cusiana, donde la infraestructura de transporte va a requerir de refuerzo. Además de la interconexión de la zona sur occidente iniciando con la zona de Caloto y bajando hacia Pasto, con la posibilidad de interconectarse para exportar gas natural a Ecuador. Aprovechando la interconexión con Venezuela, se suministra gas natural a Norte de Santander llegando a un punto sobre el gasoducto Ballena-Barranca. Desde el punto de vista energético es factible racionalizar el consumo, aumentar la eficiencia energética, diversificar la oferta de combustibles y fortalecer la balanza comercial disminuyendo en lo posible la importación de crudo.

Las tendencias nacionales por el desarrollo de la infraestructura de gas natural depende de la inversión en generación eléctrica a gas, que se define en gran medida de la demanda del potencial energético. De la localización de las plantas térmicas a gas, definirá el desarrollo de las redes de transporte de gas. Las reglas, precios y tarifas establecidas en el sector eléctrico definirán el grado de sustitución de la electricidad por gas.

De acuerdo con los precios del gas natural, el carbón o la hidroelectricidad y el costo de la tecnología, los agentes tomarán sus decisiones de generación con uno u otro combustible. Las plantas de generación eléctrica se encuentran directamente conectadas a los gasoductos, debido a su comportamiento en el consumo afectan en forma directa las dimensiones de los ductos y la fuente

proveedora de gas. En el 2000 existían 3585 MW de capacidad en plantas de generación eléctrica a gas natural, de los cuales 70% estaban en la costa Atlántica.

6.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA BOMT.

EL BOMT es un mecanismo ampliamente utilizado para el desarrollo de proyectos de infraestructura mediante el cual el sector privado construye, es propietario, opera y mantiene un activo durante un plazo determinado al final del cual transfiere el bien a una entidad estatal. El sistema requiere la intervención de varios organismos públicos, las compañías privadas, los inversionistas y los bancos. El contratista - propietario opera el bien durante un plazo largo, entre 10 y 20 años, y recibe un pago periódico del usuario que incluye una tarifa por la utilización del servicio, el precio de venta del producto obtenido, y un canon de arrendamiento. Adicionalmente, el pago debe ser suficiente para cubrir costos financieros y de operación, amortizar capital invertido y permitir un margen de utilidad atractivo. El sistema BOMT permite desarrollar proyectos de infraestructura de interés nacional, promueve la transferencia de tecnología, promueve la inversión privada a largo plazo y evita el aumento en la deuda pública para financiar proyectos.

6.3. PROCESOS PARA COMPRA DE GAS NATURAL.

Ecopetrol vende gas de diferentes fuentes de suministro (Guajira y Cusiana entre otros), a distribuidores urbanos, termoeléctricas, grandes consumidores (usuarios regulados) y comercializadores que atienden a grandes consumidores (usuarios no regulados), con diferentes modalidades contractuales de acuerdo con las necesidades del cliente y con la disponibilidad de gas.

Los tipos de contratos que se ofrecen son los siguientes.

6.3.1. Contrato en firme: es aquel en que el productor se compromete a suministrar un volumen garantizado de gas, durante un período determinado y el comprador a su vez se compromete a tener un consumo mínimo.

6.3.2. Contrato semifirme: es aquel en que el productor se compromete a suministrar un volumen garantizado de gas durante un período determinado, pero se reserva el derecho de interrumpir el servicio durante un número máximo de días por año, dando aviso previo al comprador. El comprador por su parte se compromete a tener un consumo mínimo.

6.3.3. Contrato ocasional: es aquel en que el suministro de gas natural por parte del productor es ocasional de acuerdo con la disponibilidad y asignación de

gas. No hay compromiso de suministro por parte del productor ni de recibo por parte del comprador.

6.3.4. Combinación de los anteriores.

6.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CLÁUSULAS DE UN CONTRATO DE COMPRA DE GAS NATURAL.

Los contratos de suministro de gas natural por parte de Ecopetrol S.A. contienen entre otras, las siguientes cláusulas:

- Fuente de suministro del gas y Punto de Entrega.
- Tipo de contrato: según los definidos anteriormente.
- Especificaciones de calidad del gas entregado.
- Precio: Existen varias alternativas de precio de acuerdo con la regulación vigente, entre ellos se encuentran:
 - a. Precios regulados por la CREG.
 - b. Precios fijos con factor de indexación.
 - c. Precios acordados entre las partes.
- Procedimiento Operativo de Nominaciones: Este procedimiento establece las reglas para la solicitud diaria de gas por parte del comprador de acuerdo con la regulación vigente. Por ejemplo el Reglamento Único de Transporte: Resolución CREG 071 de 1999.
- Forma de pago: se ofrecen dos modalidades de pago: crédito a 30 días previa aprobación de una garantía y pago por anticipado.
- Vigencia del contrato.
- Fuerza Mayor: establece las restricciones para el cumplimiento de las obligaciones contractuales de acuerdo con lo establecido por la ley Colombiana.
- Eventos eximentes: establece las restricciones para el cumplimiento de las obligaciones contractuales, como por ejemplo orden público, orden laboral y mantenimientos.
- Resolución de controversias: se prevé en primer lugar una solución directa entre las partes y en segundo lugar un tribunal de arbitramento.

6.5. PROCEDIMIENTO PARA LA COMPRA DE GAS NATURAL A ECOPETROL.

1. El interesado debe enviar debidamente diligenciado al correo electrónico de ECOPETROL, el Formulario de Solicitud de Gas Natural adjunto.
2. ECOPETROL evalúa la disponibilidad de gas y las formulas comerciales para atender la solicitud, una vez realizada dicha evaluación, envía respuesta oficial al interesado.
3. Se suscribe el contrato y se inician las entregas de gas natural.

6.6. PRINCIPALES USOS DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.

El gas natural se utiliza como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte terrestre. Sus principales usos por sector son los siguientes:

Tabla 02. Usos del Gas Natural en Colombia.

Sector	Usos	Usos
Industrial	<ul style="list-style-type: none">- Refinerías de petróleo- Industria del vidrio- Minas de ferroniquel- Industria alimenticia- Hierro y acero	<ul style="list-style-type: none">- Pulpa y papel- Industria del cemento- Cerámica- Industria textil
Petroquímico	<ul style="list-style-type: none">- Urea- Alcoholes- MTBE- Etileno- ETC	<ul style="list-style-type: none">- Nitrato de amonio- Aldehídos- Acetileno- Polietileno
Termoeléctrico	<p>Turbogeneradores</p> <ul style="list-style-type: none">- Calderas (turbinas a vapor)- Plantas de ciclo combinado- Plantas de ciclo "STIG"	<ul style="list-style-type: none">- Plantas de cogeneración- Plantas de trigeneración
Doméstico y	<ul style="list-style-type: none">- Cocinas	Calentadores de

comercial	<ul style="list-style-type: none"> - Secadoras de ropa - Refrigeración y acondicionamiento de aire 	agua <ul style="list-style-type: none"> - Calefacción Restaurantes - Hoteles
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> - GNV - Gas Natural Vehicular comprimido en reemplazo de gasolina motor. 	

CONCLUSIONES

En la elaboración del presente documento, hace evidente que el mercado de gas natural en el país está muy inmaduro, el país no alcanza los niveles de desarrollo del mercado como sus vecinos latinoamericanos. Sin embargo, es ejemplo por su desarrollo en tan solo dos décadas del sistema de transporte y de la compleja red domiciliar de gasoductos para surtir de este preciado servicio a la población.

El mercado de gas natural en el país tiene mucho futuro, eso lo saben las grandes compañías que están explorando en la costa Atlántica, los desarrollos Onshore, y la planta de tratamiento del gas de Cusiana y Cupiagua, que permitirán a futuro exportar para suplir la demanda de este necesitado combustible, que además de sus beneficios ambientales, también colabora con la coyuntura que se enfrenta el mundo por la escasez de petróleo y sus elevados precios.

El país ha tenido un desarrollo en política energética bastante importante, donde su plan de masificación de gas natural ha sido un reto duro enfrentado con mucha entereza, que arroja resultados interesantes, aunque no los deseados, de un proceso en muy corto tiempo.

En el desarrollo de esta política, el país pasó del monopolista absoluto que representaba en ECOPEL todo el desarrollo del mercado, a un contrato nuevo de la agencia que vuelve atractivo al país para la exploración y explotación de hidrocarburos, en el momento hay una coyuntura por la pérdida de la autosuficiencia petrolera, que significa todo un problema político y económico al depender de fuentes externas para el suministro de combustibles, sobretodo el impacto social que representa comprar crudo al alto precio internacional.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en su corto periodo de existencia, ha impulsado el mercado de gas natural, sin embargo, no existen las garantías para desregular los precios. El mercado es muy incipiente donde los productores y compradores son muy pocos, la inelasticidad de los sustitutos por los altos precios de los combustibles líquidos han hecho del gas un combustible económico, entre otras razones, indican que no hay condiciones de competencia que necesita el mercado.

El desarrollo del sistema de transporte de gas natural, en gran medida, ha venido por el descubrimiento de importantes reservas del hidrocarburo, sin embargo, la percepción equivocada de estas reservas en Opón, ha conducido a grandes dificultades en este sistema, porque han bloqueado parte del sistema y otra parte excede la capacidad de demanda, luego aumenta los costos hundidos, haciendo menos rentable el negocio del transporte de gas natural.

El gas natural para la comunidad tiene una elevada importancia, sin embargo, la responsabilidad de las empresas que producen el hidrocarburo en estimar sus reservas, ha conllevado a enfrentamientos por escasez del combustible. Dos ejemplos de ello son en Cúcuta y Yopal, donde la estimación errónea de reservas por pruebas extensas muy cortas, equivocan el suministro del preciado combustible, generando sobrecostos al transportar gas natural comprimido para cumplir compromisos firmados, o sobrecostos a la comunidad para adquirir otro tipo de combustible a mayor precio.

El sector de gas es altamente regulado, hay numerosas entidades que ejercen influencia sobre sus participantes, lo cual dada su descoordinación causa inestabilidad en las normas regulatorias y lentitud en las decisiones fundamentales. Esto genera retrasos en las decisiones de inversión del sector, por ejemplo, el sector está atento a normas que debe expedir la Comisión de Regulación de Energía y Gas, respecto a la racionalización de los costos de transporte por parte de ECOGAS y la nueva reglamentación de la distribución. Además, urge una política de largo plazo en materia de precios de los combustibles líquidos.

Pero Reglamentaciones equivocadas o enfrentadas puede afectar el mercado del gas natural, por ejemplo, el reducir los precios del gas propano, perfecto sustituto del gas natural, porque la tecnología y la disponibilidad del gas propano es menos costosa que la del gas natural, estas ventajas desequilibran la balanza, aunque el factor seguridad que entrega el gas natural debe primar.

La interconexión de Latinoamérica por gasoductos permitirán el desarrollo del mercado nacional, pero este depende de la frágil estructura política de estados democráticos que están en continuo cambio, esto afecta demasiado la confiabilidad del gas natural, porque la industria no puede frenarse, esto lleva a las industria tener alternativas de emergencia que elevan los costos de los proyectos, reduciendo la tasa interna de retorno y haciéndolos menos atractivos. La política de interconexión debe ser de Estado y no de Gobiernos pasajeros e inestables, estas políticas deben ser Tratados Binacionales para que no sean fuente de conflictos futuros.

Es muy importante que se siga con el desarrollo interno del mercado, aún falta bastante por realizar, hay importantes proyectos en la industria y en la generación, que con la política adecuada incrementarían los consumos de gas natural, un ejemplo de esto es el gas natural comprimido vehicular que tiene mucho futuro en el país, hay que tener el estímulo adecuado en precios para que incremente la demanda, y que no le pongan altas sobretasas e impuestos. También es necesario que esta comisión investigando como esta la pérdida efectiva de eficiencia en la curva de ingreso marginal de precios regulados, para que no estimulen la escasez del combustible.

BIBLIOGRAFIA

Carlos Julio Cortes, "Gas natural en vehículos de transporte público individual", abril 2004.

Documento CREG-057, "Indexación- fuel oil o NYMEX", agosto 1995.

Documento CREG, "Gas natural, política de comercialización de precios al productor", 1995.

Documento CREG-064, "Análisis del mecanismo de indexación resolución CREG-018 de 2002", Julio 2002.

Documento CREG-057 "Análisis del mercado de gas natural y régimen de regulación de precios de suministro" Julio 2005.

Icontec, "Normas técnicas colombianas de la industria del gas". 1994.

Jorge Mercado Díaz, "Pueden desarrollarse mercados competitivos de gas", Universidad Externado de Colombia 2003.

Ministerio de Minas y Energía, "Documento Conpes 3244", Septiembre 2003.

Robert Pindyck, "Volatility in Natural Gas and Oil Markets", Massachusetts Institute of technology, Febrero 2004.

Rober Pindyck y Daniel Rubinfeld, "Microeconomía", Prentice Hall, quinta edición.

Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, "informe incrementos tarifa de distribución de gas natural primer semestre de 2003", agosto 2003.

Tom Houston, "Options and recommendation for pricing gas and creation of a competitive bulk gas market", 1995.

Unidad Minero Energética UPME "Cadena del gas natural en Colombia 2000-2001" 2002.

Unidad Minero Energética UPME "Demanda de gas natural escenario BAU", marzo 2002.

Unidad Minero Energética UPME “Boletín de estadísticas Minero Energéticas 1998-2003” Diciembre 2004.

Unidad Minero Energética UPME “Boletín de estadísticas de minas y energía 199-2004” Diciembre 2004.

Víctor Prieto. “Gas Boliviano, incertidumbre, desilusiones y esperanzas”, Revista petróleo internacional, abril 2004.

Víctor Prieto. “Guerra del gas en Bolivia, ¡Segunda Ronda!”, Revista petróleo internacional, octubre 2005.