



CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

PROGRAMA DE FORTALECIMIENTO LEGISLATIVO

Oficina de Asistencia Técnica Legislativa

ASUNTO:	<i>Estudio de Antecedentes</i>
TEMA:	<i>Gas Natural: Análisis de la Cadena de Negocio</i>
SOLICITANTE:	<i>Comisión Quinta de la Cámara de Representantes</i>
PASANTES A CARGO:	<i>Luisa Fernanda Díaz Ulloa</i>
MENTOR A CARGO	<i>Ing. Gonzalo Castaño</i>
FECHA DE SOLICITUD:	<i>7 de Abril de 2005</i>
FECHA DE ASIGNACION:	<i>27 de Junio de 2005</i>
FECHA DE CONCLUSIÓN:	<i>26 de Septiembre de 2005</i>

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA SOLICITUD

La Comisión Quinta de la Cámara de Representantes solicitó a la Oficina de Asistencia Técnica Legislativa -OATL-, un estudio de antecedentes acerca del gas natural, la ampliación de redes, la certificación de reservas, las garantías de existencia del energético y las garantías para su ampliación. En este sentido, el presente documento incluye antecedentes históricos, legales y sectoriales, estadísticas y la descripción de la cadena del negocio, además de alguna jurisprudencia, derecho comparado, participación ciudadana y por último, las conclusiones.

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN

En las últimas tres décadas el gas se ha convertido en un energético de gran importancia a nivel mundial, por su uso en la generación termo eléctrica, uso domiciliario, industrial y de combustible vehicular. Es por esto, que este estudio busca encontrar las debilidades y fortalezas del sector colombiano en lo relacionado con manejo de reservas, masificación y comercialización del recurso, para dejarlas a tela de juicio de los legisladores e interesados en un funcionamiento adecuado del sector.

Con el mandato constitucional de 1991, en Colombia, se da impulso al uso masivo del gas con carácter de servicio público domiciliario, lo cual se refleja en el texto de la Ley 142 de 1994, en

la cual de manera adicional se vinculan actividades complementarias de esta actividad, como el transporte.

En materia energética, la amenaza presentada a principios de los años noventa por el llamado Fenómeno del Niño, obliga a consolidar la diversificación de la canasta energética nacional con la masificación del gas y su utilización como sustituto energético. Posteriormente, se dan más motivaciones como son la ratificación del Protocolo de Kyoto de 1997¹ sobre el cambio climático y la discusión sobre el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un programa bandera para Latinoamérica, el cual fue asumido por Colombia en virtud de la Ley 697 de 2001.

El primer aspecto a revisar del sector es la relación reservas/producción² en Colombia en comparación con el contexto global. Para el año 2003, dicha relación para en el mundo era de 67 años, mientras que en Colombia alcanzaba tan solo para 15 años, como se explicará posteriormente.

El segundo aspecto radica en la composición tarifaria del precio final al consumidor, donde es muy importante el impacto del componente transporte en función de la distancia de la fuente del recurso y los elevados niveles de inversión en infraestructura para la cobertura del servicio. Otro factor decisivo, es la alta fragmentación del sector, en donde existe para cada segmento del consumo unas tarifas por tipo de consumo, sumado a una alta carga impositiva que finalmente recae en el consumidor final.

El tercer aspecto tiene que ver con la baja competitividad del gas en Colombia frente a otros energéticos disponibles en algunas regiones y sectores principalmente por tres razones: a) la distancia de los yacimientos con los centros de consumo, b) el tamaño actual del mercado, no permite justificar la inversión requerida para la infraestructura de suministro de gas necesaria, por lo cual es preferible suministrar otro tipo de energético y c) los subsidios o bajo costo de sustitutos como el Diesel o el Fuel Oil para el uso industrial y el GLP para el uso comercial y residencial en estratos altos.³

En resumen, en este estudio se presenta una breve descripción del sector del gas en Colombia, profundizando en temas que aportan al diagnóstico de la problemática planteada anteriormente; estos son: la organización, fragmentación y tarifas del sector, la certificación de reservas, la masificación del gas y la competitividad del sector, además de la presentación de algunas consideraciones de la Corte en cuanto jurisprudencia, algunas opiniones de los agentes involucrados en el sector, un análisis de caso de la ciudad de Cúcuta y finalmente, las principales conclusiones y recomendaciones.

¹ En Colombia, el Protocolo de Kyoto fue aprobado por el Congreso de la República por la Ley 629 de diciembre de 2001. Los gases controlados por el Protocolo son el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), el metano (CH₄), los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆). Fuente: Diario Portafolio, Miércoles 23 de febrero de 2005

² La relación Reservas/producción corresponde al cociente de reservas probadas remanentes por la producción actual anual de gas e indica la cantidad de años para los cuales alcanzarían las reservas con los niveles de producción actuales.

³ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME-. Plan energético Nacional: Estrategia Energética Integral, visión 2003-2020. Colombia: 2003. p.149.

1. EL SECTOR DEL GAS

Antecedentes históricos. “A diferencia del sector eléctrico, cuya evolución inició a finales del siglo XIX, la prestación del servicio público domiciliario de gas natural inició a comienzos de los sesentas, en forma aislada, alrededor de los yacimientos encontrados en algunas regiones del país (Costa Atlántica, Santander, Huila y Meta, principalmente)”⁴.

Hacia mediados de 1973, se confirmó el descubrimiento de un gigantesco campo de gas en la Guajira, noticia que no llamó la atención de los empresarios por la ausencia de un mercado local desarrollado para su transporte, comercialización y consumo. Es así como la empresa Texas Petroleum Company, solicitó el reemplazo de la concesión bajo la cual se realizó el descubrimiento por el recién estrenado contrato de asociación definido por la Ley 20 de 1969 y reglamentado por el Decreto Legislativo 2310 de 1974, con el fin de involucrar en calidad de socio a ECOPETROL, entidad que se encargaría a través de la empresa PROMIGAS, creada en 1977, de sentar los cimientos de un mercado para el gas con la construcción del gasoducto Ballena-Cartagena⁵.

El primer uso que se le dio a este gas fue el de sustituto del fuel-oil, el cual se convirtió en una fuente rentable de exportación para Colombia⁶.

La participación activa del Gobierno en el desarrollo del sector gas en Colombia comenzó en 1986, con el Programa de Gas para el Cambio. Este programa aceleró la extensión del servicio de gas a los centros urbanos de la Costa Atlántica y a otros en las áreas cercanas a los campos en producción en el interior del país⁷.

En 1991, el modelo eléctrico en Colombia colapsó motivando el racionamiento del suministro con grandes pérdidas para la economía nacional, de otro lado, en 1992 se presenta el descubrimiento de Cusiana-Cupiagua en el Piedemonte llanero con grandes reservas tanto de crudo de alta calidad como de gas; estos dos hechos dieron paso a la formulación del “Programa para la masificación del consumo del gas” que se consagró en el *CONPES 2571 de 1991* y posteriormente, se definieron sus estrategias en el *CONPES 2646 de 1993*, introduciendo el gas como una fuente de energía.

En esa época la infraestructura de transporte de gas natural se concentraba regionalmente en la Costa Atlántica, con algunos gasoductos menores en el interior del país, pero no existía una red que conectara los principales centros de consumo potencial con los de producción.

Con la entrada en operación del Gasoducto de Occidente en agosto de 1997 y el aumento de la capacidad de producción en el área de la Guajira por la construcción de la segunda plataforma del campo Chuchupa, se aumentó la disponibilidad de la oferta de 430 MPCD a 700 MPCD, con la cual el país se fortaleció para enfrentar un eventual racionamiento de energía en el año de 1998.

Con el propósito de asegurar la extensión del servicio de gas combustible por red a las personas de menores recursos, el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y

⁴ <http://www.creg.gov.co>

⁵ YEPES GALLEGO, Luis Augusto. El gas: energía para vivir. En: ECOPETROL, Carta Petrolera –Edición Especial 50 años-. (julio –agosto. 2001), p.69.

⁶ Ibid., p.68.

⁷ SANDOVAL, Ana María. Monografía del Sector de Electricidad y Gas Colombiano: Condiciones Actuales y Retos Futuros. Bogotá: Archivos de economía, DNP, 2004. p.40.

Energía, adjudicó áreas de servicio exclusivo para la distribución de gas natural en las zonas occidental y centro – oriental del país, en los años 1997 y 1998⁸.

En los últimos años, para contar con una mayor disponibilidad de gas ante algunos eventos, se convirtió a gasoducto el oleoducto Porvenir - La Belleza, lo que permitió garantizar una mayor disponibilidad, conectando a los usuarios del interior, ya que solo se contaba con la línea Apiay - Bogotá para abastecer a esta región.

A partir de mayo de 2003 se amplió la oferta por esta región, con la entrada de la planta Cusiana Fase II, a junio del 2004 la capacidad fue de 85 MPCD.

Con referencia a las interconexiones internacionales, el tema se encuentra en estudio con los gobiernos de Panamá y Venezuela, con el objeto de fortalecer la oferta regional y estrechar los lazos de cooperación con las naciones vecinas.

1.2 Antecedentes legales. En 1994, se expide la Ley 142 *“Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”*, en desarrollo del artículo 367 de la Constitución de 1991, que trata del régimen de los servicios públicos en general y que incluye el servicio de gas natural. La ley define el gas combustible (gas natural y GLP) como un servicio público domiciliario con sus actividades asociadas como el transporte.

En el artículo 69 crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y en el 74 establece que es una entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural. Además, en el artículo 78 establece la organización de la Superintendencia de Servicios Públicos y Domiciliarios, quien es la que vigila la gestión de las entidades que prestan servicios domiciliarios.

Posteriormente, en el artículo 13 de la *Ley 143 de 1994 “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”*, se adscribe al Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), una unidad Administrativa Especial del orden Nacional y de carácter técnico regida por el *Decreto 255 de 2004*, que se encarga de informar sobre el balance de oferta y demanda del sector.

Las reformas implementadas en la reestructuración del sector, basadas en el argumento de que el control estatal sobre operaciones y decisiones de inversión lleva a menudo a precios distorsionados, buscan limitar dicha intervención estatal y establecer un nuevo marco bajo el cual las fuerzas del mercado tengan un mayor juego. En este esquema, en lugar de prestar directamente el servicio público de gas, el papel del Estado consiste en asegurar que alguien público o privado lo preste con calidad y eficiencia⁹.

En las leyes citadas se establecen unos criterios de solidaridad en la prestación del servicio del gas y de los demás servicios, en la medida que los estratos 4, 5 y 6 subsidian a los tres estratos inferiores; las tarifas que incluyen estos subsidios se denominan tarifas con contribuciones

⁸ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME-. Boletín Estadístico de Minas y Energía 1994 – 2004. Colombia: diciembre 2004. p.93.

⁹ SANDOVAL, op.cit., p.43.

especiales y se reglamentan en la *Ley 223 de 1995 “por la cual se expiden normas sobre Racionalización Tributaria y se dictan otras disposiciones”*.

Como producto de estas leyes se dieron grandes cambios institucionales en el sector. Primero, “ECOPETROL dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada y así mismo de acometer la totalidad de las inversiones en infraestructura básica, particularmente, las concernientes a la construcción de gasoductos troncales, para dedicarse exclusivamente a la exploración y explotación de hidrocarburos, actividad objeto de su razón de negocio”¹⁰. Segundo, se expide la *Ley 401 de 1997 “por la cual se crea la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Viceministerio de Hidrocarburos y se dictan otras disposiciones”*, allí se separa de ECOPETROL el transporte del gas y la propiedad sobre los activos correspondientes y se crea a la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) como empresa independiente; esta medida significó la separación de la actividad y los activos para el transporte de gas de ECOPETROL, con la enajenación de sus participaciones en la principal empresa regional transportadora, PROMIGAS, y el traspaso de los gasoductos a su cargo.

El *CONPES 3244 del 2003*, recomendó adelantar un proceso para vincular un inversionista estratégico al sistema de transporte de gas asociado a ECOGAS para viabilizar el negocio del transporte de gas natural del interior del país en el largo plazo. Es por esto, que “se expidió el *Decreto 1404 de 2005* mediante el que se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de ECOGAS, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S.A. E.S.P.”¹¹

Con estas medidas, mediante las cuales se introduce el acceso abierto a los gasoductos, se desagrega la oferta de transporte y se crean dos mercados: el mercado de gas y el mercado del transporte.¹²

La actividad de la distribución también sufrió transformaciones durante esta época. La venta, por parte de ECOPETROL, de todas sus participaciones en empresas distribuidoras locales, permitió ampliar las posibilidades de entrada de nuevos actores privados.

Todos estos cambios permitieron avanzar en la desintegración vertical de la cadena gasífera, con el objetivo de introducir mayor competencia en el sector del gas. Competencia que actualmente tiene muchas restricciones, especialmente por el reducido número de productores o concentración de la oferta, el tamaño del mercado, la regulación de los precios y la ubicación de los centros de consumo con relación a los centros de abastecimiento.

Adicional al plan de masificación del gas, durante los años noventa se hicieron diversas reformas estructurales y regulatorias con el objeto de contemplar una matriz energética eficiente, que se ha desarrollado por diversos programas y planes nacionales para la racionalización del uso de energía eléctrica y la masificación del uso del gas. Dichos planes, denominados “*Planes Energéticos Nacionales*”, contienen los lineamientos de política para el desarrollo del sector energético en el largo plazo y vienen desarrollándose bajo el liderazgo de la UPME desde 1994, cumpliendo con lo establecido en el Artículo 16 de la Ley Eléctrica 143 de 1994.

¹⁰ <http://www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf?opendatabase>

¹¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME-. Memorias al Congreso de la República 2004 – 2005, Sección D: Sector Gas. Colombia: Julio 2005. p.38.

¹² SANDOVAL, op.cit.

En los últimos años no se ha expedido ninguna ley adicional que hable exclusivamente del gas, pero si se debe tener en cuenta la *Ley 812 de 2003 “por la cual se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006, hacia un Estado comunitario”*, en donde se promueve la integración energética regional para energía eléctrica, gas natural y GLP, y las exportaciones para aprovechar la ventaja geográfica y la disponibilidad de reservas en el país.

Finalmente, el Ministerio de Minas y Energía elaboró “*La estrategia energética Integral 2003 – 2019*” como una herramienta para mejorar la competitividad de Colombia en materia de minas y energía y continuar con las políticas que se comenzaron en los años noventa. La versión preliminar recoge las estrategias y políticas primordiales para el desarrollo de las industrias de energía eléctrica y gas, y el establecimiento de unos esquemas de precios, que revelen los costos de cada uno de los energéticos, y permitan lograr una asignación eficiente de los recursos.

1.3 Descripción y estadísticas del sector en la actualidad.

1.3.1 Descripción. En el funcionamiento del sector del gas se distinguen cuatro actividades principales del lado de la oferta: producción mayorista, transporte, distribución y comercialización. A continuación se presentan las principales empresas que pertenecen al negocio:

EMPRESAS QUE PERTENECEN AL SECTOR DEL GAS NATURAL

PRODUCTORAS (9)	TRANSPORTADORAS (7)	COMERCIALIZADORAS (7)	DISTRIBUIDORAS	
			Regulados	No Regulados
Hood SA	Progasur S.A. ESP	Isagen	Empresas Publicas De Medellin ESP	B.P. Exploration Co. (Colombia) Ltd
Petrobbras	Transmetano ESP S.A	Merleorica S.A y CIA SCA ESP	Gases De La Guajira S.A. ESP	Chevron Texaco Petroleum Company
Colombia Limited	Transoriente S.A. ESP	Gasantioquia	Gas Natural S.A.ESP	Empresa Colombiana De Petroleos S.A.
Ecopetrol	Ecogas	Termostecl	Gases De Barrancabermeja S.A. ESP	
B.P. exploration co. (Colombia)ltda	Transcogas S.A. ESP	Termolores S.A. ESP	Gases Del Llano S.A. ESP	
Texaco	Transoccidente S.A. ESP	Enercor S.A. ESP	Gases De Occidente S.A. ESP	
Mbog	Gasoducto del Tolima S.A. ESP	E2	Gas Natural Del Centro S.A. ESP	
B.P. Santiago oil company			Gases Del Quindío S.A.ESP	
Grupo petrotesting Colombia S.A			Gases Del Cesar S.A. ESP	
			Gases Del Norte Del Valle S.A. ESP	
			Gas Natural Del Oriente S.A. ESP	
			Métrogas De Colombia S.A. ESP	
			Gases Del Oriente S.A. ESP	
			Alcanos De Colombia S.A. ESP	
			Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP	
			Gas Del Risaralda S.A. ESP	
			Gases Del Caribe S.A. ESP	
			Madgas Ingenieros S.A. ESP	
			Surtidora De Gas Del Caribe S.A. ESP	
			Promesa S.A. ESP	

“Cada una de estas actividades tiene un tratamiento regulatorio independiente, y disposiciones que limitan la integración vertical y horizontal de estas actividades. Desde el punto de vista de estructura de propiedad dichas actividades son desarrolladas tanto por entes privados como públicos en el caso de la producción mayorista y transporte, y más por entes privados en el caso de la actividad de distribución y comercialización¹³.”

La siguiente descripción se realiza con base a la monografía realizada por la Dra. Sandoval¹⁴:

¹³ <http://www.creg.gov.co>

¹⁴ SANDOVAL, op.cit.

- Producción y Comercialización al por Mayor

La actividad de producción de Gas Natural, es en Colombia, por razones constitucionales, de naturaleza oligopólica. En cada campo petrolero ECOPETROL realiza esta actividad en asociación con algún otro productor, con quien establece un contrato legal. La actividad de producción se encuentra ligada a la comercialización o el suministro de gas natural al por mayor.

- Transporte

La actividad de transporte del Gas Natural comprende la movilización del gas a través del conjunto de gasoductos que conforman el Sistema Nacional de Transporte (SNT), a cambio del pago de la tarifa correspondiente.

- Comercialización/Distribución

La actividad de comercialización/distribución de gas contempla la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a través de redes de tubería; su regulación se encuentra reglamentada en el capítulo VI de la Resolución CREG-057 de 1996.

La distribución domiciliaria de gas natural se desarrolla a través de dos modalidades, cada una regida por una normatividad particular:

- * Concesiones, esta se basa en fórmulas tarifarias, precios máximos y metodologías establecidas por la CREG.
- * Áreas de Servicio Exclusivo, se basan en precios máximos obtenidos en procesos licitatorios, con derechos de exclusividad en áreas geográficas específicas.

Por el lado de la demanda, se deben destacar cuatro sectores principales: El residencial, el comercial, el industrial y el termoeléctrico. A continuación se presentará una descripción general de la demanda del sector del gas.

En el mercado del gas natural, la demanda histórica ha estado jalonada de manera importante por los incrementos para la generación eléctrica. En el futuro inmediato, se espera que la demanda también se vea afectada positivamente por el abastecimiento de centrales recién instaladas o en vías de instalación. A más largo plazo, la creación de una interconexión internacional a nivel latinoamericano permitirá un mercado ampliado de gas.

En cuanto a Bogotá, el tamaño del mercado y a pesar de la distancia de los centros de abastecimiento ha permitido un desarrollo significativo:

- La cobertura efectiva en el sector residencial es del 81.4% de un potencial de 89.2%.
- Cuenta con el 26.1% del total de usuarios a nivel nacional que participan con el 31.2% consumo nacional. A 31 de diciembre de 2004, Bogotá contaba con 1.217,324 usuarios de los cuales 1.199,535 pertenecían al sector residencial, principalmente de los estratos 2 y 3.¹⁵

¹⁵ www.creg.gov.c.estadísticas

Redes de los gasoductos colombianos



FUENTE: www.ecogas.com.co

Otro desarrollo importante se ha presentado en el departamento del Valle que hoy ocupa el tercer lugar a nivel nacional tanto en usuarios como en participación en el consumo.

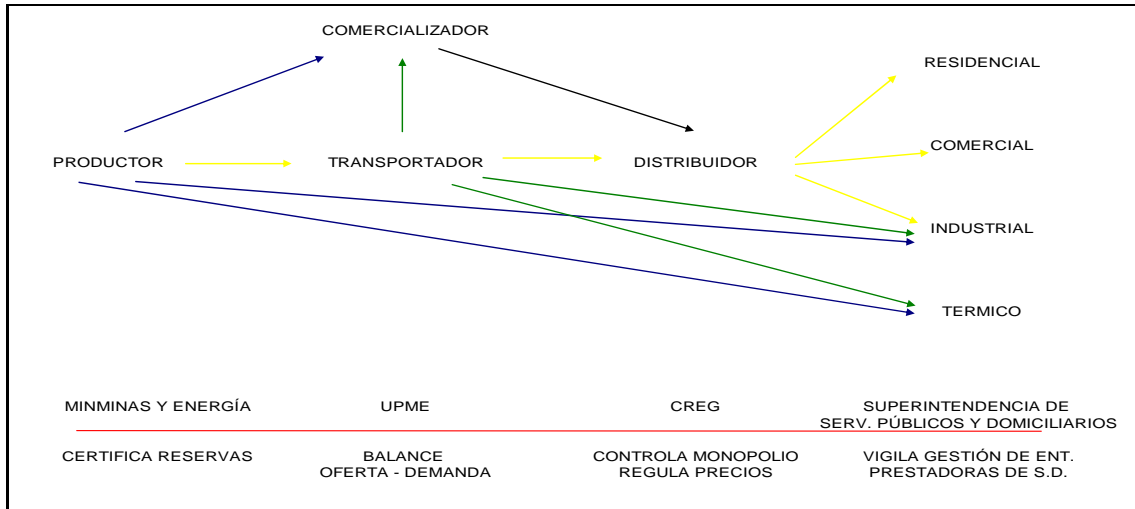
Llama la atención la situación del departamento del Norte de Santander, donde la relación consumo/No de usuarios es de 129.58 m³/usuario, la más baja del contexto nacional y menos de la mitad del promedio nacional de 263.67 m³/usuario

De acuerdo con la UPME¹⁶, a agosto de 2004, el mayor consumo de gas natural en la Costa tiene una participación del 52 % contra un 42 % en el interior.

¹⁶ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. La Cadena del Petróleo en Colombia, 2003-2004. Colombia: 2005. p.96.

Siguiendo con la tendencia de los últimos años, y como resultado de la masificación y penetración del Gas Natural en el interior del país, los sectores doméstico e industrial han continuado presentando tendencias crecientes.

Diagrama del Sector del Gas



FUENTE: CREG

A diferencia de muchos sectores, la determinación de la oferta del sector gas no depende únicamente de la demanda de este, sino principalmente de la capacidad instalada de producción, tratamiento y transporte, razón por la cual se depende de los escenarios de proyección del balance de gas de la UPME y la certificación de reservas del Ministerio de Minas y Energía.

1.3.2 Tarifas. La regulación vigente establece que los precios en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte se determinarán libremente sujetas a libertad vigilada por parte de los productores en todos los campos del país, con excepción de los ubicados en la Guajira, Opón y Cusiana en algunos casos¹⁷.

La resolución CREG 023 de 2000 “por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias”, consideraba que estas decisiones se aplicarían hasta septiembre de 2005, cuando el precio del gas sería liberado, siempre y cuando se establecieran las condiciones de competencia fijadas en la Ley 142 de 1994¹⁸: pero llegada la fecha la CREG publicó la Resolución 088 de 2005, en donde establece que no se cumplen las condiciones para generar la desregulación planeada en el 2000, por lo cual se deroga el artículo que la establecía.

Las tarifas de transporte son las que crean más polémica en el sector, por su complejidad y magnitud, es así como entraremos un poco en su detalle.

¹⁷ “Para Cusiana, se aplicó un esquema que busca incentivar la explotación de gas con una rentabilidad garantizada para el productor, que se explica así: cuando la capacidad en las plantas de tratamiento para el gas natural, sean menores a los 110 millones de pies cúbicos diarios, el precio será el actual (U\$ 0.74 por millón de BTU). Cuando la capacidad instalada sea mayor a 110 millones pies cúbicos diarios, y menor de 180 millones pies cúbicos diarios, el precio será U\$ 1.10. Si la capacidad supera los 180 pies cúbicos diarios, el precio será libre para el productor”.
www.creg.gov.co

¹⁸ Artículo 88.

Durante el período 1995-2000, la infraestructura de transporte estaba conformada por dos sistemas regionales de transporte no integrados y con enfoques regulatorios diferentes:

- a) el sistema de la Costa Atlántica, diseñado bajo una concepción radial para el transporte de gas de la Guajira a centros de consumo de la región y con un cargo estampilla único;
- b) el sistema de cargos para el interior del país que se basa en un conjunto de cargos de entrada y salida, diseñado para abastecer mercados del interior¹⁹.

Con base en lo anterior, la CREG fijó las tarifas de transporte de gas natural para los Sistemas de Transporte del Interior, del Centro y del Sur, mediante la Resolución CREG-017 de 1995, recogida posteriormente en la Resolución CREG-057 de 1996. Así mismo, mediante las Resoluciones CREG-077 de 1996, CREG-201 de 1997 y CREG-009 de 1998 se fijaron las tarifas de transporte para el Gasoducto del Tolima, para los Ramales de Boyacá y para el Subsistema de Transporte del Valle respectivamente ²⁰.

El aparte primero del artículo 60 de la Resolución 057 de 1996, establece los principios básicos que guían la metodología para la determinación de la estructura de los cargos por uso del sistema de transporte del interior, dicha metodología se explicará a continuación:

La mayor parte de los costos de transporte de gas reflejan el uso de la capacidad de transporte requerida, la cual a su vez depende, en gran medida, de los flujos transportados durante las estaciones del año con alta demanda de gas para generación termoeléctrica. Adicionalmente existen otros costos asociados con los volúmenes transportados, como son los costos de operación y mantenimiento del sistema.

En resumen, se estructuraron dos cargos de la siguiente forma: uno por la capacidad de transporte requerida y el otro cargo por volumen transportado. En el sistema de interior se asocia cargo de capacidad con la inversión en los gasoductos, y cargo volumétrico como los costos variables de operación y mantenimiento. Además de estos fue necesaria la creación de un cargo adicional con el fin de cubrir costos de administración general, compresión y medición, incluyendo aquellos ajustes que se requieran para hacer viable la operación general del transporte.

1.3.3 Subsidios y Contribuciones. Como ya se había mencionado, el sector asigna subsidios y contribuciones generando distorsiones en el costo de oportunidad del energético, porque se traslada parte del componente tarifario pagado como contribuciones de solidaridad de unos consumidores a otros, sin afectar el ingreso regulado de los actores de la cadena de negocio.

El numeral 10.2. de la resolución de la CREG 057 de 1996, determina los subsidios y contribuciones para el gas por la prestación del servicio sin exceder los límites establecidos en el artículo 99 de la Ley 142 de 1994.

1.3.4 Estadísticas. Según datos presentados por el Ministerio de Minas y Energía en las Memorias al Congreso 2004 – 2005, los principales campos que suministraron gas al país en el 2004 fueron Guajira y Cusiana con el 88,25% del total de la producción nacional. Adicionalmente, el suministro de gas natural correspondiente a los campos del Piedemonte y Llanos fue de 93 millones de pies cúbicos diarios (MPCD), 84% más que lo registrado en el 2003. Este crecimiento se debió al avance del montaje y puesta en operación de la Planta de

¹⁹ www.CREG.gov.co

²⁰ Ibid.

Tratamiento de Gas Cusiana, que a diciembre de 2004 estaba operando con volúmenes superiores a los 80 MPCD.

Cabe resaltar, que mientras la producción nacional promedio para el año 2004 es de 3.625 MPCD el suministro o consumo es de 606,58 MPCD, es decir, se consume tan sólo el 16,7% de lo que se produce, el resto es utilizado para reinyección a los yacimientos, utilización en actividades de producción o se quema a la atmósfera.

La mayoría de los campos de gas asociado en el país presentaron pequeños incrementos en su producción, atribuidos principalmente al sostenimiento de la producción de crudo estimulado por los precios internacionales del petróleo. Otros campos pequeños presentaron disminución en sus volúmenes de producción derivados de sus procesos naturales de declinación. Para el caso de la Guajira también se observó una reducción en su producción, atribuida a la declinación natural del campo.

Las reservas de gas totales del país al 31 de diciembre de 2004 son de 7.212,2 GPC²¹ que incluyen:

- Reservas que cuentan con esquemas ciertos de comercialización y que se utilizan en el cálculo del factor Reservas/ Producción (R/P) de gas natural, 4.186,9 GPC (Gráfica 1).
- Reservas que no tienen definido un esquema de comercialización, 1.709,6 GPC.
- Reservas proyectadas para la operación de los campos, 1.315,7 GPC.

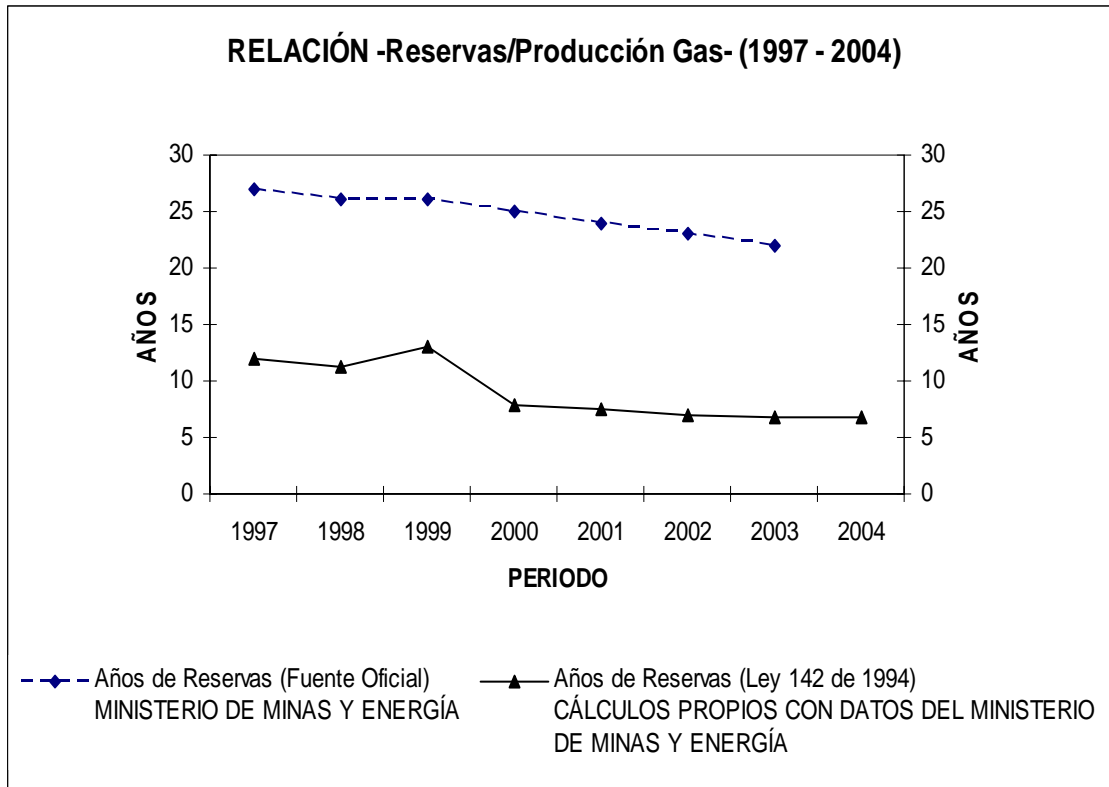
De acuerdo con las memorias al Congreso 2004 – 2005 presentadas por el Ministerio de Minas y Energía, fuente oficial de las estadísticas en cuanto reservas del sector gas, el factor R/P de referencia para 2004 fue de 14.94 años, relación calculada de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994. Pero este dato no es el mismo cuando se realiza el cálculo de la relación R/P, usando la misma metodología del ministerio y los datos de reservas totales de gas (7.212,2 GPC) y de producción (620,11 GPC) presentados por ésta institución en sus memorias y boletines correspondientes, pues con este cálculo propio se encuentra que las reservas alcanzan para 11,7 años únicamente.

Es por esto, que se hizo el ejercicio de tomar los datos de reservas probadas con esquemas de comercialización y los de suministro de gas natural (producción) para el periodo 1997 – 2004 de los reportes del Ministerio de Minas y Energía, para calcular el factor R/P y confrontarlo con el que el mismo Ministerio presenta en sus informes.

Las diferencias de resultados en años de reservas se evidencian en la gráfica 1 de tendencia, estas diferencias oscilan entre 15 y 16 durante el periodo analizado. Los resultados de este ejercicio son preocupantes porque se esta calculando la relación con los datos que el mismo Ministerio reporta y dice usar para sus cálculos, pero están dando números de años muy inferiores a los que se muestran en las publicaciones oficiales.

²¹ GPC: Gigapies cúbicos de gas : 10⁹ pies cúbicos.

Gráfica 1



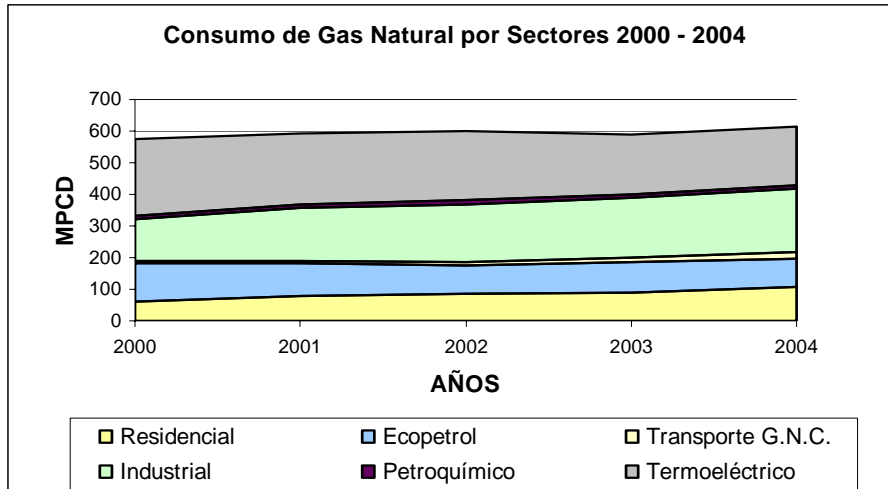
FUENTE: Memorias al Congreso 2004 – 2005 y Boletín estadístico del Ministerio de Minas y Energía

Por ejemplo, si nos fijamos en el año 2003, el Ministerio comunica la existencia de reservas para 22 años calculadas con las probadas bajo esquemas de comercialización, mientras que los cálculos realizados en este estudio muestran que son tan solo 7 años aproximadamente. Esto es alarmante, porque las reservas se están acercando al punto límite que establece la Ley para el tema de comercialización de gas (6 años) y las políticas que se están llevando en curso en relación con la exportación del energético no están teniendo fundamentos concretos para su desempeño.

Por otro lado, el consumo promedio de gas natural en el 2004 fue de 615 MPCD, lo cual representó un aumento de 4% con respecto al 2003, como consecuencia del crecimiento sostenido en los sectores residencial, industrial y transporte. Ver gráfica 2.

Tal y como lo presenta el informe del Ministerio de Minas y Energía, en el 2004 sectores como el residencial y el industrial presentaron tasas positivas de crecimiento, a pesar de la incursión del carbón en la industria. Además, el sector que más creció durante el 2004 fue el de transporte con un 21%, gracias a la conversión de 23.000 vehículos a gas natural, dentro del plan de incentivos creado por ECOPETROL, ECOGAS y Gas Natural ESP para impulsar la masificación en este sector.

Gráfica 2.



FUENTE: Ministerio de Minas y Energía

2. CERTIFICACIÓN DE RESERVAS

Las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural se rigen principalmente por la normatividad y competencias expresadas en el Código de Petróleos y demás normas reglamentarias, es por esto que varios actores involucrados en el sector de gas²² coinciden en que las actividades asociadas al UPSTREAM²³ se encuentran suficientemente reglamentadas y no requieren modificaciones.

Pero como se mencionó en la introducción, uno de los problemas en Colombia es la existencia de reservas limitadas para la atención futura de la demanda, en constante crecimiento y de cara a una política de fomento de las exportaciones.

Antes del 2002, ECOPETROL era quien tenía la administración integral de las reservas de hidrocarburos del Estado y la función de certificarlas. Pero fue en el 2003 que se expidió el *Decreto 1760 “por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A”*.

Este decreto establece que la ANH es la entidad encargada de administrar de manera eficiente e integral, las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, mediante el diseño, promoción, negociación, celebración, evaluación y seguimiento a los contratos de exploración y explotación de las áreas potencialmente hidrocarburíferas con el fin de mantener la atracción de los inversores y el potencial alcanzado por el petróleo y el gas.

Adicionalmente, se asigna la función de publicar y certificar las reservas existentes al Ministerio de Minas y Energía con el *Decreto 3428 de 2003 “Por medio del cual se reglamentan los artículos 59 de la Ley 812 de 2003 y 23 de la Ley 142 de 1994, en relación con los intercambios comerciales internacionales de gas natural y se dictan otras*

²² En este sentido se manifestaron los siguientes actores en desarrollo de la Mesa de Trabajo, convocada para el 1 de septiembre de 2005: Naturgas, la ACP, y algunos funcionarios de la UPME, CREG y la Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía.

²³ Upstream: actividades de exploración y explotación.

disposiciones”. El artículo 5 del decreto establece que el Ministerio debe publicar a más tardar el 31 de marzo de cada año el cálculo realizado para determinar el factor R/P de referencia, factor que permite saber cuantos años de recurso se tiene a futuro y si es posible realizar la comercialización de estos recursos.

3. TRANSPORTE, COMERCIO DISTRIBUCIÓN Y CONSUMO DE GAS

En las actividades de transporte (midstream), comercio, distribución y consumo (down stream), el gas transportado por red física y el GLP deben tratarse como un servicio público domiciliario que esta totalmente reglamentado por las Leyes 142 y 143 de 1994 y otras normas que ya se mencionaron en la parte de antecedentes legales.

Antes de comenzar, es importante brindar algunas cifras que revelan el buen desempeño que ha presentado el gas natural en los últimos diez años por un lado, y presentar unas consideraciones muy puntuales de otro estudio que revela deficiencias del modelo aplicado al gas como servicio público domiciliario, por otro lado.

Las siguientes cifras se toman de un documento realizado por NATURGAS²⁴ donde se revela el buen desempeño económico y social del sector entre 1993 - 2003, dado el crecimiento que ha generado en cobertura, en la sustitución de energéticos y en términos de inversión y empleo para el país.

- Para 1993 existían 647.000 usuarios de gas mientras que en año 2003 se evidenciaron 3.232.409, es decir, se conectaron más de dos y medio millones de nuevos usuarios.
- Para 1993 tan solo 50 poblaciones contaban con este servicio, mientras que el 2003 310 poblaciones disfrutaban de este.
- El 83% de los usuarios pertenecen a los estratos 1, 2 y 3; esto quiere decir que el gas natural esta llegando en gran medida a las familias más necesitadas, aliviando sus gastos y mejorando su calidad de vida.
- Al cierre del año 2003, el total acumulado de automotores con gas natural fue de 30.000, de los cuales 10.000 fueron convertidos en ese año.
- Respecto a la sustitución de energía eléctrica. Se observa que el consumo de gas natural en los últimos 10 años le ha ahorrado al país la construcción de dos hidroeléctricas del tamaño de Chivor (capacidad de 2000 MW).
- Esta sustitución ha generado una reducción del 40% al costo de la canasta energética de las familias que sustituyeron la electricidad para la cocción o el calentamiento del agua por gas.

Por otro lado, un documento realizado en el 2001 por la Comisión Intergremial de Servicios Públicos Domiciliarios, titulado “*Los servicios públicos domiciliarios: reflexiones sobre su situación actual y propuestas para su futuro*”, muestra las falencias del modelo de servicios públicos adoptado en el país porque apuntaba a actividades regidas por la lógica de los negocios privados y a la presencia de un Estado focalizado solo en las funciones de regulación, control y política general.

3.1 Planes de Desarrollo Nacionales. Para captar la intención de los últimos gobiernos en materia de gas y poder presentar una evolución clara de las políticas e intenciones de forma

²⁴ Asociación Colombiana de Gas Natural. NATURGAS. Gas Natural en Colombia “Una Revolución social” Lineamientos de Política. Colombia: Julio 2004.

temporal, este documento presenta un cuadro comparativo de los planes de desarrollo nacionales aprobados desde 1994, es decir, se presentará un cuadro con los planes de desarrollo de los últimos tres gobiernos.

El siguiente cuadro muestra información de las intenciones de acción sobre el sector del gas, en este orden: el enfoque que le brinda cada gobierno a las medidas adoptadas en el sector, las modificaciones o recomendaciones en materia de infraestructura, medio ambiente y transporte, los proyectos estimados de inversión en el sector y las diferentes modificaciones en términos institucionales.

COMPARACIÓN DE LOS PLANES NACIONALES DE DESARROLLO EN MATERIA DEL SECTOR GAS

<p>EL SALTO SOCIAL (1995-1998) ERNESTO SAMPER LEY 188 DE 1995</p>	<p>CAMBIO PARA CONSTRUIR LA PAZ (1999-2002) ANDRES PASTRANA LEY 508 DE 1999</p>	<p>HACIA UN ESTADO COMUNITARIO (2003-2006) ALVARO URIBE LEY 812 DE 2003</p>
<p><i>Fomentar la eficiencia energética, garantizar una oferta confiable, disminuir la demanda final de energía, disminuir los costos de producción, aumentar el empleo de energía no convencional, aumentar cobertura e incrementar la contribución a las exportaciones del país.</i></p>	<p><i>Lograr eficiencia en el consumo energético, sustituir las fuentes de energía eléctrica y optimizar la conversión de energéticos. Crear facilidades financieras, tecnológicas y regulatorias para aprovechar el potencial de cogeneración, desarrollar ahorro en subsector y extender los subsidios existentes.</i></p>	<p><i>Incentivar la exploración de nuevas reservas. Promover la integración energética regional para energía eléctrica, gas natural y GLP, donde esta sea posible y/o la construcción de pequeñas centrales de gas domiciliario, en las ciudades capitales de los departamentos no interconectados. Además, promover la exportación de gas aprovechando la ventaja geográfica y la disponibilidad de reservas en el país.</i></p>
<p>INFRAESTRUCTURA: El objetivo prioritario de la política energética es la utilización de las importantes reservas de gas. (Programas de producción, transporte y distribución).</p>	<p>INFRAESTRUCTURA: - Uso racional y eficiente de la energía. - Incrementar cobertura y calidad del servicio con el mantenimiento de los subsidios. - Garantizar un mejor transporte del gas a partir de mantenimientos y extensiones de los gasoductos necesarios y promover el almacenamiento subterráneo.</p>	<p>INFRAESTRUCTURA: Productores de gas natural podrán disponer libremente de las reservas de este recurso para el intercambio comercial internacional y podrán ejecutar libremente la infraestructura de transporte requerida. El GN establecerá los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible.</p>
<p>S. MEDIO AMBIENTE: - Programa de sustitución de leña por otras fuentes de energía (gas), para tener más bosques. - Controlar la contaminación por fuentes móviles y promover el uso de combustibles menos contaminantes que la gasolina (gas natural), para tener mejores ciudades y poblaciones. - Controlar la contaminación industrial y domiciliaria (uso gas natural), para una producción más limpia.</p>	<p>S. MINAS Y ENERGÍA: Programa de desmonte de la contribución de solidaridad se extenderá hasta el 2005 para llevarlo a los límites establecidos en la Ley 142/94. En este programa los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial e industrial regulados y no regulados, realizan una contribución en el pago de sus facturas para subsidiar el pago de los consumos de subsistencia de los usuarios residenciales de los estratos I, II y III.</p>	<p>No se especifica respecto al tema.</p>
<p>S. TRANSPORTE (URBANO): Incentivar el uso de combustibles más apropiados para el transporte de pasajeros, (vehículos de transporte para la utilización de gas natural comprimido (GNC)), para lo cual se promoverán líneas de crédito de fomento.</p>	<p>S. TRANSPORTE: Optimizar la conversión de energéticos, para lo cual se fortalecerá el programa de sustitución de gasolina por gas combustible en transporte vehicular.</p>	<p>S. TRANSPORTE: Desarrollar sistemas integrados de transporte masivo, impulsando la utilización de combustibles alternos de bajo nivel contaminante como el gas en los futuros vehículos de transporte público.</p>
<p>PROYECTOS DE INVERSIÓN: - Desarrollo gasífero de Opón - Desarrollo gasífero de Volcanares</p>	<p>PROYECTOS DE INVERSIÓN: Construcción de una planta de almacenamiento de gas en el municipio de Puerto Inárida dpto del Guainía</p>	<p>No se especifica respecto al tema.</p>
<p>REORDENAMIENTO INSTITUCIONAL: Separación del manejo del gas de Ecopetrol, mediante la creación de una empresa de dedicación exclusiva a la construcción y operación de gasoductos, Ecogas, el otorgamiento y contratación de las áreas necesarias para distribución, la implantación de contratos firmes de suministro de gas a plantas termoeléctricas y el desarrollo del régimen regulatorio sectorial.</p>	<p>FUNCIONES INSTITUCIONALES: La CREG. - Reglamentará la transición de los subsidios en el sector eléctrico. - Exigirá a todas las empresas prestadoras de los servicios públicos, de energía eléctrica, el cobro del factor de contribución de solidaridad como un p% del Costo Unico Nacional Unitario de Prestación del Servicio para cada nivel de tensión. - Determinará el consumo de subsistencia.</p>	<p>FUNCIONES INSTITUCIONALES: Las empresas comercializadoras de energía eléctrica, gas combustible y aseo que atienden o vayan a atender usuarios regulados residenciales y/o no residenciales deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3. Esto es requisito reglamentado para que los comercializadores puedan prestar el servicio.</p>

Cada plan evidencia la coyuntura del país y se ve un avance temporal, es decir, las propuestas van evolucionando a la par con el sector, tal es el caso del plan "Hacia un Estado Comunitario"

que a pesar de no tener toda la información para la clasificación establecida (sector medio ambiente y proyectos de inversión), muestra un planteamiento que hace hincapié en el comercio exterior, sin dejar a un lado la demanda interna del país y resaltando la importancia de garantizar nuevas exploraciones de reservas para el cumplimiento de sus fines.

3.2 Políticas de masificación (Documentos CONPES). Durante los años noventa el Gobierno Nacional definió en los documentos CONPES el Programa para la Masificación del Consumo de Gas y sus estrategias, CONPES 2571/91 y 2646/93 respectivamente. Casi una década después, se realiza un balance y se plantean estrategias complementarias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas en el documento CONPES 3190/02. Finalmente, en el año 2003 el CONPES 3244 propone nuevas estrategias para la dinamización y consolidación del sector de gas natural en Colombia.

El Congreso de la República mediante la Ley 697 de 2001 declaró el Uso Racional y Eficiente de la Energía como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional. Con la promulgación de esta Ley se sentaron las bases jurídicas necesarias para que el Estado pudiera organizar, fomentar e impulsar el criterio URE y promover la utilización de las energías alternativas de manera efectiva en Colombia.

Por otro lado, el protocolo de Kyoto plantea que una de las maneras de reducir las emisiones de gas con efecto de invernadero sería promoviendo la utilización de energías más limpias. En este contexto, el gas natural, considerado como combustible limpio, podría jugar un papel importante en la estrategia integrada de reducción de gas de efecto invernadero.

A continuación se presenta una breve reseña de cada documento CONPES, señalado arriba:

- *CONPES 2571 de 1991: Programa para la masificación del consumo de gas*

Este documento plantea los principales objetivos del programa de masificación.

En primer lugar establece que el objetivo principal de la masificación es mejorar la oferta de energía a los usuarios, reducir sus costos y promover la conservación y uso racional de los recursos energéticos, para evitar el comportamiento atípico que Colombia venía presentando en los últimos veinte años al no considerar el gas natural como una importante fuente de energía y desperdiciarlo.

En segundo lugar puntualiza los objetivos específicos en cuatro:

- Promover el consumo masivo de gas natural y gas propano
- Inducir el ahorro de energía en términos de costos y de cantidad
- Garantizar una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada.
- Estimular la inversión privada

- *CONPES 2646 de 1993: Plan de gas, estrategia para el desarrollo del Prograsla²⁵, de gas*

Este documento clarifica el objetivo del plan de masificación y establece las estrategias a seguir.

El objetivo principal del programa para la masificación del consumo de gas es promover una matriz de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país mediante la sustitución de recursos energéticos de alto costo, inicialmente por GLP (gas propano), y más adelante por la masificación del gas natural.

Para esto el CONPES establece dos metas puntuales:

²⁵Prograsla: Programa para la masificación del consumo.

1. Llevar gas natural y propano a más de 3.7 millones de familias en el mediano plazo, con el concurso del sector privado.
2. 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.

Las principales estrategias para el programa son:

- Estimular la oferta con mayor libertad de precios.
- Adelantar, a través de ECOPETROL, la contratación del sistema de transporte de gas, incluyendo la troncal y los subsistemas regionales mediante esquemas BOMT²⁶.
- Perfeccionar contratos para los gasoductos a Medellín, Bucaramanga y Huila.
- Organizar una empresa dedicada exclusivamente al transporte.

Los beneficios de la puesta en marcha del Plan de Masificación de Gas Natural son incalculables. La ampliación de la canasta energética tanto en los sectores consumidores como en los productivos, incluyendo el transporte, alivió de manera importante los presupuestos de las familias y las empresas, lo que generó mayor competitividad ante la aparición de tratados internacionales de libre comercio.

En general, se mejoró la calidad de vida de los colombianos, incluyendo a los habitantes de las zonas rurales, dada la complementariedad que se dio entre gas natural en las ciudades y GLP en el campo. Cabe aquí resaltar el impulso por parte de Ecopetrol al programa Gas para el Campo, que buscaba la sustitución de leña por GLP, implementado inicialmente en los departamentos de Casanare y Nariño, que consistió en la entrega subsidiada de una estufa y un cilindro a cada usuario. Este programa llegó a más de 90.000 familias campesinas, e influyó positivamente sobre el consumo de GLP, ya que entre 1996 y 1997 el incremento fue de 5,3%.

En 1994 se tenían conectados 790.000 instalaciones de gas y después de una década a junio del 2004, se cuenta con cerca de 3.250.000, lo que significa que cerca de 14 millones de Colombianos disponen de un energético más limpio y económico.

- *CONPES 3190 de 2002: Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas.*

Este documento presenta un balance de los objetivos alcanzados en términos de usuarios, municipios atendidos, kilómetros de redes tendidas y otras variables que muestran el buen desempeño del gas natural, en cuanto a penetración en el sector residencial, principalmente.

Las principales recomendaciones del Consejo fueron:

- Adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente para los combustible líquidos.
- Asegurar la disponibilidad del gas natural en el corto y largo plazo.
- Definir las acciones que garanticen la sostenibilidad financiera de ECOGAS en el largo plazo.

- *CONPES 3244 de 2003: Estrategia para la dinamización y consolidación del sector gas natural en Colombia.*

²⁶ BOMT: Es una forma de financiación, mediante el cual los inversionistas asumen los costos de inversión, operación y mantenimiento de los gasoductos, y posteriormente, al cabo de un plazo convenido, el activo se transfiere a la Nación por un porcentaje de su valor original.

Esta es la política emitida por el CONPES más reciente en materia de gas, sin embargo, las recomendaciones que estableció ya fueron acatadas, por lo cual se presentarán a continuación las herramientas reales que estas propuestas brindaron al sector:

- La definición de un marco general para las exportaciones de gas natural (*Decreto 3428 de 2003*).
- El diseño de incentivos para comercializar el gas natural en el sector vehicular (*Decreto 802 de 2004*).
- La reglamentación de la comercialización del gas natural (*Decreto 3429 de 2004*)
- La decisión de empezar el proceso de privatización de ECOGAS.

3.3 Plan Energético Nacional 2003 – 2020. En este plan es posible encontrar detalladamente cuáles son los objetivos y estrategias actuales en Colombia frente al desarrollo de los sectores de Energía Eléctrica y Gas. En general, los planes tienen por objetivo crear unas industrias de energía eléctrica y de Gas eficientes y competitivas, con una cobertura cada vez mayor y unos esquemas de participación privada flexibles pero regulados, que garanticen la sostenibilidad técnica, financiera, económica y social de las operaciones en el largo plazo. Por otra parte, buscan desarrollar unas industrias nacionales sólidas, con alto potencial de crecimiento y expansión hacia otros países.

Son 6 los objetivos a largo plazo que se han presentado en los planes anteriores y que se dejan igual para este nuevo plan, estos son:

1. Mantener o incrementar el aporte del sector a la balanza de pagos.
2. Consolidar el esquema competitivo en los diferentes mercados.
3. Profundizar el desarrollo del plan del gas.
4. Ampliar y garantizar la oferta interna de energéticos con precios eficientes y adecuada calidad.
5. Favorecer el desarrollo regional y local.
6. Incorporar nuevas fuentes y tecnologías.

Luego de definirse los objetivos se nombran unos lineamientos específicos que hacen propuestas interesantes, como:

1. Utilización de mecanismos de mercado e introducción de la competencia en todos los energéticos. Como complemento a la búsqueda de minimizar la participación del Estado en las actividades productivas, se debe introducir esquemas de competencia en los procesos de producción, transporte, distribución y comercialización de los energéticos.
2. Eficiencia asignativa de recursos: la estrategia energética se enfoca a la participación del sector privado en su operación y expansión, así como la utilización de mecanismos de mercado que propendan por un mayor nivel de competencia, en aras de una mayor eficiencia en los procesos productivos.
3. Suficiencia energética: Se requiere que el país disponga en todo momento de los recursos energéticos suficientes; para ello se deben combinar los recursos propios con los recursos de importación de preferencia de los países vecinos. El país debe considerar sus propios recursos, pero también debe considerar los recursos que le puedan ofrecer a los países vecinos, muy especialmente Ecuador y Venezuela; para el gas natural y la electricidad.
4. Contribución del sector al desarrollo científico y tecnológico. El aporte de las multinacionales es mínimo en el tema de Investigación y desarrollo (I&D), porque estas actividades las realizan en sus países de origen, y no patrocinan ni aportan recursos para institutos de investigación nacionales. Igual cosa sucede con la industria de gas en distribución y transporte. En este sentido, las empresas muestran un interés muy escaso en I&D. El sector del gas no cuenta con ningún centro de I&D propio.

3.4 La estrategia energética Integral 2003 – 2019, visión Colombia II Centenario. Esta propuesta para mejorar la competitividad trata muy poco el subsector gas, pues solo propone que en materia de gas natural, se consolide la política de libertad de exportaciones; además de dejar claro que Colombia debe hacer un enorme esfuerzo en el conocimiento del subsuelo.

Esta versión preliminar del documento debería profundizar un poco más en el sector de los hidrocarburos y del gas.

3.5 Programa de Gas Natural Vehicular –GNV-²⁷. El Ministerio de Minas y Energía ha promovido el desarrollo del programa de gas natural como combustible automotor, con la finalidad de sustituir combustibles líquidos como la gasolina y el ACPM, que implican mayores costos y mayor contaminación. La meta inicial del Plan Nacional de Desarrollo era la conversión de 40.000 vehículos en el cuatrienio, ésta se ha ampliado a 64.000 vehículos.

El 2004 mostró un balance muy positivo para el mercado del GNV en el país. Se convirtieron en total 23.247 nuevos vehículos, lo que representa un crecimiento del 100% con respecto al 2003. Durante el primer semestre de 2005 se convirtieron en total 15.712 vehículos. En total estos resultados representan un avance del 84% frente a la meta del cuatrienio.

En el marco del Programa de GNV, el gobierno ha emprendido esfuerzos para contribuir a aumentar el número de vehículos convertidos a GNV:

- Decreto 802 de 2004, “*por medio del cual se establecen algunas disposiciones para incentivar el consumo del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV*”.
- Resolución 018 de 2004 de la CREG que ajustó el marco regulatorio, lo cual permitió tarifas competitivas y preferenciales en la industria del GNV.
- Se logró un desdoblamiento arancelario para bienes que utilizan GNV.
- Se amplió la infraestructura de la industria del GNV alcanzando un número importante de talleres de conversión y estaciones de servicio, que han significado inversiones del orden de US\$ 515.000 en estaciones y US\$ 65.000 en talleres. Hasta mayo de 2005 se contaba con 114 estaciones de servicio y 110 talleres de conversión distribuidos a lo largo de la geografía colombiana.

3.6 Comercio Exterior. La Ley 142 de 1994 crea unos principios para la comercialización de gas y la CREG con la *resolución 017 de 2000*, estableció que se prohibía la exportación por:

- Existir reservas insuficientes de gas, es decir, que el factor R/P fuera menor a seis años.
- Existir restricciones transitorias de suministro y/o de transporte
- Existir solicitudes factibles de suministro de gas no atendido.

Posteriormente, en la sesión 183 de 2002 la CREG decidió modificar la condición establecida en la Resolución 071 de 2000, que se refería a la prohibición de exportaciones si el factor (R/P) era inferior a seis años. Ahora, con esta modificación establece que únicamente se prohíbe la suscripción de nuevos contratos de exportación así como incrementos adicionales en volumen de los contratos de exportación vigentes mientras la relación (R/P) se mantenga por debajo de dicho nivel.

Dentro de los principales proyectos que publicó el Ministerio de Minas y Energía en las Memorias al Congreso de la República 2004 – 2005, están:

²⁷ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA , Memorias al Congreso de la República 2004 – 2005. op. Cit., p.23.

- *Interconexión gasífera Colombia-Venezuela*: En enero de 2002 con la coordinación y la interventoría de la UPME, se finalizó el estudio para este proyecto, que determinó las barreras y oportunidades tanto legales como económicas.

Durante el 2004 se llevaron a cabo las reuniones previstas de los equipos binacionales para la revisión de los temas técnicos del estudio y la definición de los puntos críticos del proyecto, tales como tiempos y costos, entre otros. El equipo venezolano planteó la modificación de la ruta inicialmente propuesta, lo cual sumado a la situación política generada a principios del presente año, ocasionó un retraso al cronograma inicialmente previsto.

En Junio de 2005 se reunió nuevamente la comisión binacional, con el firme interés de reanudar las negociaciones y de reiniciar los estudios a partir del análisis de las tres rutas propuestas para el gasoducto. El paso a seguir es definir la mejor alternativa de ruta sobre la cual se iniciarán los estudios de ingeniería conceptual y básica.

- *Proyecto de exportación de gas a Panamá*: El primero de noviembre de 2004 los gobiernos Colombia y Venezuela suscribieron un “memorando de entendimiento” con la finalidad de evaluar la viabilidad de exportar gas desde Colombia. Para el desarrollo de dicho proyecto, la UPME y el Gobierno panameño realizaron un estudio de demanda potencial de gas natural.

En Junio de 2005 se llevó a cabo una reunión entre los Ministros de Minas y Energía de Colombia y de Comercio e Industrias de Panamá, en la cual participaron representantes del sector empresarial de ambos países. En dicha reunión se presentó formalmente el resultado del estudio realizado y se escuchó al sector empresarial sobre los aspectos que permitirían la viabilización del proyecto de exportación.

4. JURISPRUDENCIA

El siguiente análisis está basado en un documento titulado “*¿Cuál es el límite de los derechos de los usuarios? Apuntes sobre jurisprudencia en servicios públicos domiciliarios*” realizado por Ximena Varón y Leopoldo Montañez.

4.1 Facultades de las comisiones de regulación. El análisis de las sentencias C-272 de 1998, C-1162 de 2000, C-041 de 2003 y C-150 de 2003, permiten concluir que las consideraciones de la Corte han contribuido a aclarar los siguientes puntos:

1. Es posible la delegación de la función presidencial de formular políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos en las comisiones de regulación, las que además pueden ser destinadas de funciones asignadas por el legislador.
2. La autonomía de las comisiones de regulación se ve limitada en la medida que se ven sujetas a la injerencia gubernamental al estar presididas por el Ministro del ramo.
3. Los actos regulatorios deben expedirse con sujeción a la Constitución, la ley y los reglamentos.
4. La regulación no consiste en legislar ni en reglamentar directamente la constitución.
5. Las comisiones de regulación antes de regular los costos fijos, deben abrir espacios para escuchar a los usuarios del servicio con el fin de que éstos expongan de manera directa sus reclamos y sus puntos de vista respecto de los criterios que se piensan adoptar.

4.2 Defensa de los usuarios. La corte presenta dos consideraciones muy importantes respecto a este tema:

1. Si bien señala que las empresas deben presumir la buena fe de los usuarios, no descarta la viabilidad de llevar a cabo procedimientos administrativos tendientes a imponer sanciones por el uso irregular del servicio.
2. Establece que siempre que las actuaciones administrativas sancionatorias se desarrollen con arreglo a las garantías del derecho fundamental al debido proceso, y se demuestre por parte de la empresa que adoptó medidas eficaces para impedir la adulteración o fraude en los equipos de medición, es viable imponer las sanciones previstas en el contrato de condiciones uniformes. (T-270 de 2004).

5. LEGISLACIÓN EXTRANJERA

A continuación presentamos una breve descripción normativa y sectorial de dos países latinoamericanos caracterizados por recientes cambios en el modelo de gas que aplican.

El primero es Argentina, país que sufrió un colapso en el sector por el modelo aplicado al funcionamiento del gas al momento de ser privatizado. Actualmente está sufriendo incertidumbre ante la sostenibilidad del mercado del gas por una escasez del recurso y una crisis económica en el sector que ha truncado la inversión a causa de los bajos precios que estuvieron ofreciendo en sus exportaciones, principalmente a Chile.

Es uno de los pocos países a nivel mundial que expide una ley exclusiva para gas, esta es la Ley número 24076 de 1992 "Ley de Gas Natural y sus regulaciones". Las principales finalidades que establece son:

- Proteger los intereses del público consumidor de gas.
- Promover mercados competitivos.
- Regular la venta, el transporte y la distribución del gas natural.
- Asegurar una producción suficiente para satisfacer las necesidades internas.
- Establecer un régimen tarifario equitativo congruente con las normas internacionales vigentes en países con condiciones similares de mercado.
- Asegurar las inversiones a largo plazo
- Promover la protección del medio y el eficaz transporte, almacenamiento, suministro y uso del gas natural. A fin de alcanzar dichos objetivos, la Ley de Gas Natural establece que una empresa distribuidora no debe hacer diferencias entre los clientes y debe ofrecer acceso abierto a todos los usuarios a cualquier capacidad disponible en el sistema de distribución.

Además, esta ley implementó grandes cambios en la organización del sector porque dispuso la privatización de Gas del Estado, dividiendo la industria en tres segmentos: producción, transporte y distribución. En este sentido, por la similitud en la fragmentación del sector como en nuestro país, también tienen un ente regulador similar a la CREG que se llama ENARGAS.

En marzo de 2005, el gobierno argentino propuso un proyecto de ley en donde pretende principalmente, introducir modificaciones a la Ley Eléctrica que permitan a corto plazo el desarrollo de inversiones en generación y que estas inversiones se hagan al mínimo costo, pero no dependiendo en forma exclusiva del Gas Natural Argentino.

El proyecto resuelve este problema por dos vías. Primero, elimina la causal de "fuerza mayor" en el caso que no haya suficiente GNA exportado a Chile, lo que obliga a que las nuevas centrales que pretendan usar GNA deban construirse con respaldo en otros energéticos.

Asimismo, facilita la concreción de contratos a largo plazo entre generadores y distribuidores, y permite a estos últimos traspasar al precio final los valores involucrados en dichos contratos²⁸.

En el caso Argentino se tiene un marco regulatorio desarrollado que busca mejoras constantes en la calidad y la productividad de cada una de las actividades; el caso Colombiano pertenece a un sector en crecimiento y consolidación en el que el fortalecimiento del mercado interno es un objetivo fundamental, sin embargo ha logrado establecer un marco regulatorio bastante completo que tiene en cuenta los principios fundamentales de la Regulación por Incentivos.

La madurez del mercado Argentino permite que los entes reguladores pongan un mayor énfasis en la calidad del servicio y la protección al usuario preocupándose por monitorear constantemente la acción de las empresas del sector y procurar un acercamiento a los deseos y requerimientos del consumidor; éste es un rasgo muy importante que se debe incorporar en una próxima etapa de la regulación colombiana, pues luego de la etapa de expansión la estrategia de acercar la institución reguladora al usuario y de motivar directamente el buen uso del recurso facilita el flujo de información acerca del desempeño de las empresas prestadoras y produce efectos positivos para las firmas y los consumidores al promover un uso racional y eficiente del servicio.

En los dos países se pueden identificar características importantes del marco regulatorio en las que existen principios de la Regulación por Incentivos lo cual nos indica que un sistema de este tipo tiene gran cabida en la regulación del sector Gas Natural y que el terreno para la implementación de otros mecanismos esta abonado.

Los resultados que se pueden obtener con este tipo de regulación van más allá de lograr una labor regulatoria más eficiente y abarcan la posibilidad que mediante la operación misma de los agentes involucrados en el sector se generen externalidades positivas que permitan el avance continuo y el desarrollo de la industria.

Pero todo lo que reveló el estudio expuesto anteriormente, no fue tan exitoso por la crisis que presentó Argentina por la aplicación de este modelo, entonces se pone a tela de juicio la confianza plena a la aplicación de un modelo de esta índole.

El segundo país a describir es Brasil, seleccionado porque esta en un proceso de realización de estudios para la elaboración de un modelo de desenvolvimiento de la industria de gas, ya que esta siendo sustituida por el auge que actualmente tiene el biodiesel.

El gas en Brasil se rige bajo la Ley 9.478 de 1997 "*Ley de Petróleo*", en donde se establecen las disposiciones generales en materia de gas y sobre cada actividad del sector. Pero a raíz que no existe una ley específica para el sector, la reglamentación se realiza a través de circulares y resoluciones que emite la Agencia Nacional de Petróleo –ANP-, ente regulador y fiscalizador en Brasil.

En la actualidad esta institución se encuentra desarrollando un estudio para la modernización y actualización del Modelo de Desarrollo de la Industria del Gas en el Brasil, analizando para el efecto las experiencias más avanzadas en países como Argentina, Bolivia, Chile, Uruguay, Perú, España, Australia, Colombia y Noruega²⁹.

²⁸ <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=68040&tipo=2&columnista=2>

²⁹ http://www.anp.gov.br/gas/gas_projetos.asp

6. MESA DE TRABAJO

El primero de Septiembre de 2005, bajo la dirección de la Oficina de Asistencia Técnica Legislativa se realizó en la Comisión Quinta de la Cámara de Representantes del Congreso de la República una mesa de trabajo sobre “El marco regulatorio general del sector de hidrocarburos líquidos y gaseosos”, que convocaba a los diferentes actores involucrados tanto en el sector de hidrocarburos como en el subsector del gas.

Las principales consideraciones de la mesa de trabajo en materia de gas fueron aportadas por tres instituciones principalmente: la CREG, la Contraloría Delegada en Minería y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo.

El Dr. Ricardo Ramírez Carrero, representante de la CREG, manifestó: “El marco legislativo con relación al gas domiciliario está completo, como lo demuestra la evolución y desempeño del sector de los últimos 10 años: Ley 142 de 1994, Ley 401 de 1997, Ley 812 de 2003 para la exportación, y la evolución de la Ley de Regalías desde la 141/94 hasta la Ley 756 de 2003”.

Además realizó dos recomendaciones:

1. Se requiere una iniciativa parlamentaria para la creación de una Comisión de Regulación de Precios para Derivados de los Hidrocarburos.
2. Se recomienda evaluar si el Ministerio de Minas y Energía requiere de fortalecimiento de tipo técnico y presupuestal sumado a estabilidad en las reglas del juego, lo cual se puede lograr a través de la Comisión de Regulación de Precios para Hidrocarburos y Derivados, teniendo cuidado de las señales de inestabilidad que pueda generar para los diferentes actores.

Por otro lado, el Dr. Aureliano Serna, delegado de la Contraloría General de la Nación expuso los documentos que su entidad ha trabajado, entre ellos uno sobre gas. Su intervención fue así “Se ha demostrado la viabilidad financiera de ECOGAS, dejando en el tapete que su privatización o vinculación de inversión privada obedece a otro tipo de decisiones que no están relacionadas con su viabilidad. El problema de su viabilidad se debería a la deuda de ECOGAS con ECOPETROL, que se puede resolver internamente, sobre todo si se tiene en cuenta que en el evento de vinculación de inversión privada esta deuda podría ser condonada. En el ámbito internacional la tendencia apunta a que el gas se convierta en el energético más importante. Las señales que se perciben con relación a ECOGAS parecen ir en contra vía de esa tendencia”.

Por su parte, la Dra. Marcela Bonilla, delegada del Ministerio de Ambiente y Energía, para la participación en la mesa de trabajo, revela que se deberían aplicar estrategias para hacer más competitivo el precio del gas, ya que dentro de sus sustitutos es el producto menos perjudicial a nivel ambiental y el más costoso para los consumidores.

7. ANÁLISIS DE CASO: CÚCUTA

Cúcuta es uno de los ejemplos en Colombia de las ciudades que están en alerta por la escasez de suministro de gas, pues para el 2001 ECOPETROL informó que con la tendencia de los consumos que se estaba presentando, el agotamiento total de la fuente sería en un periodo de tiempo de 1 a 2.5 años. Es por esto, que la CREG realizó un estudio en Febrero de 2002 denominado “*Alternativas para suministro de gas combustible a la ciudad de Cúcuta*” con el

objetivo de determinar la alternativa energética económicamente más eficiente para asegurar el suministro confiable de gas combustible a la ciudad en el corto y largo plazo.

El análisis fue basado en modelos de equilibrio general de mercado con consideraciones de política económica y energética nacional, políticas de precios de energéticos y de normatividad especial (Ley de servicios públicos, ley eléctrica y ley de fronteras). La metodología fue considerar 5 rutas alternativas para la construcción de los gasoductos (tres de ellas iniciaban en Ayacucho y las otras dos desde Bucaramanga), además se tomaba otra alternativa que era importar desde Venezuela.

El estudio recomendó que la ruta más económica consiste en la prolongación de la estación del oleoducto Zulia, es decir, la línea se construye utilizando el derecho de vía del actual oleoducto Zulia (Ayacucho).

En febrero de 2002, ECOPETROL firmó con la empresa Kappa Resources Colombia Ltda. el contrato de asociación "Cerrito" para la perforación del pozo Cerrito II, que de ser exitoso asegura la disponibilidad de reservas para el abastecimiento de gas natural a la ciudad de Cúcuta en el largo plazo. En la actualidad se encuentran en pruebas para la confirmación de reservas algunos pozos nuevos (Velero) en desarrollo de este contrato.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las fuentes consultadas en desarrollo de este estudio coinciden en que el subsector de gas cuenta con marco legal, regulatorio e institucional consolidado y maduro, por lo cual no es necesario en el momento expedir algún tipo de norma adicional, salvo la recomendación de la CREG relacionada con la creación de una Comisión de Regulación de Tarifas.
2. La masificación del uso del gas se sigue viendo afectada por limitación de mercado y de ubicación geográfica que impiden que el energético pueda llegar en condiciones económicas a todas las regiones del país haciendo fundamental fortalecer la matriz energética considerando alternativas sostenibles para el suministro energético de regiones excluidas.
3. Incorporar herramientas de planeación en toda la cadena del negocio, para evitar acciones aisladas que no concuerden con la realidad técnica y económica del negocio.
4. La expectativa de liberación total de los precios o ingreso de los productores a partir del 2005 para los campos de la Guajira, Opón y Cusiana no se dio y continúan regulados por Resolución de la CREG, situación que no favorece las inversiones en exploración y desarrollo de yacimientos gasíferos.
5. Definir una política de precios de los derivados del petróleo que refleje sus costos relativos, económicos y ambientales, para impulsar así el consumo del gas natural en actividades que hoy usan combustibles altamente contaminantes y subsidiados por el Estado. Eliminar los subsidios en los energéticos sustitutos del gas natural pues con ellos se está impidiendo la masificación en la industria lo que es antieconómico e inconveniente desde el punto de vista ambiental.
6. Crear una institución de Investigación y Desarrollo en el subsector, para desarrollar nuevas técnicas que ayuden a aumentar la competitividad del mismo, tanto a nivel internacional como nacional. Esto respondiendo a uno de los lineamientos planteados en el plan energético nacional.

7. Asegurar la calidad y confiabilidad de la información estadística del sector por parte de las fuentes oficiales (MMYE, UPME, CREG), dadas las dificultades que se presentaron durante la realización del estudio al comparar los datos de las diferentes instituciones.
8. Se debe definir claramente la metodología para la estimación de la relación R/P, especificando de manera clara y técnica el tipo de reservas utilizadas para su cálculo con el fin dar cumplimiento al tope mínimo establecido en la ley 142 de 1994 para el abastecimiento del mercado interno, antes que asumir compromisos de exportación de mediano y largo plazo, sin contar con reservas con esquemas claros de comercialización sostenibles en el tiempo.

FUENTES CONSULTADAS

Para la realización de este estudio se consultaron la Biblioteca del DNP, de la Universidad Externado de Colombia y la Luis Ángel Arango; además las páginas web de la Comisión Nacional de Regulación de Energía y Gas, de la Unidad de Planeación de Minería Energética, del Ministerio de Minas y Energía, NATURGAS y ECOPETROL.

CALIFICACION DEL ESTUDIO

El presente estudio fue presentado ante el consejo técnico conformado por:

- Dr. Guillermo León Giraldo Gil, Secretario de la Comisión Primera Constitucional de la Cámara de Representantes;
- Dra. Susan Davis Bryan, Directora Administrativa de la Cámara de Representantes;
- Dr. Jairo Humberto González Saavedra, Jefe de la Sección de Grabación de La Cámara de Representantes;
- Dra. Yolanda Azout, Asesora de la Dirección General Administrativa del Senado de la República;
- Dra. Rosalba López, Subsecretaria de la Comisión Sexta del Senado de la República
- Sr. Jairo Pulgarín, Auxiliar Administrativo del Senado de la República;
- Dra. Claudia Pabón, en representación del Jefe de la Sección de Leyes del Senado de la República;
- Sr. José Miguel Panqueba, en representación del Asistente de Leyes de la Cámara de Representantes
- Dr. José Miguel Calderón, Mentor de la OATL;
- Dr. David Soto Uribe, Mentor de la OATL,
- Dr. John Alberto Marulanda, Mentor OATL

También se hizo presente la doctora Diana Patricia Vanegas López, coordinadora de OATL, el doctor Enrique Emiro Gonzáles, asistente de la coordinación de OATL y el doctor Pablo León Tobón Asesor de ARD.

El presente estudio de antecedentes fue calificado con “aprobación con felicitaciones”

Nota

Los documentos anexos a este estudio reposan en la Oficina de Asistencia Técnica legislativa – OATL- y están disponibles para que las personas interesadas puedan consultarlos.

INDICE DE CONTENIDO

	pág.
1. NORMATIVIDAD	
1.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA.....	29
1.2 CONVENIO INTERNACIONAL RATIFICADO POR COLOMBIA Protocolo de kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. Kyoto, 11 de Septiembre de 1997.....	30
1.3 LEYES	
1.3.1 Vigentes	
Ley N° 142 del 8 de Julio de 1994.....	31
Ley N° 143 del 11 de Julio de 1994.....	38
Ley N° 223 del 20 de Diciembre de 1995.....	41
Ley N° 401 del 20 de Agosto de 1997.....	45
Ley N° 629 del 27 de Diciembre de 2000.....	47
Ley N° 681 del 9 de Agosto de 2001.....	47
Ley N° 697 del 3 de Octubre de 2001.....	49
Ley N° 756 del 23 de Julio de 2002.....	52
Ley N° 812 del 3 de Octubre de 2003.....	53
Ley N° 887 del 18 de Junio de 2004.....	57
1.3.2 No Vigentes	
Ley N° 188 del 2 de Junio de 1995.....	57
Ley N° 508 del 29 de Julio de 1999.....	64
1.4 DECRETOS	
1.4.1 Vigentes	
Decreto N° 1524 del 15 de Julio de 1994.....	68
Decreto N° 2253 del 3 de Octubre de 1994.....	69
Decreto N° 1175 del 29 de Junio de 1999.....	69
Decreto N° 2474 del 13 de Diciembre de 1999.....	69
Decreto N° 070 del 17 de Enero de 2001.....	70
Decreto N° 1760 del 26 de Junio de 2003.....	75
Decreto N° 3428 del 28 de Noviembre de 2003.....	77
Decreto N° 3429 del 28 de Noviembre de 2003.....	78
Decreto N° 3683 del 19 de Diciembre de 2003.....	79
Decreto N° 255 del 28 de Enero de 2004.....	80
Decreto N° 802 del 15 de Marzo de 2004.....	82
Decreto N° 1404 del 5 de Mayo de 2005.....	83
1.5 RESOLUCIONES	
1.5.1 Vigentes	
Resolución CREG 057 del 30 de Julio de 1996.....	84
Resolución CREG 077 del 10 de Septiembre de 1996.....	88

Resolución CREG 201 del 30 de Septiembre de 1997.....	89
Resolución CREG 077 del 25 de Junio de 1998.....	90
Resolución CREG 001 del 20 de Enero de 2000.....	91
Resolución CREG 017 del 29 de Marzo de 2000.....	96
Resolución CREG 023 del 30 de Julio de 2000.....	99
Resolución CREG 071 del 24 de Octubre de 2000.....	103
Resolución CREG 008 del 20 de Febrero de 2001.....	104
Resolución CREG 018 del 25 de Abril de 2002.....	106
Resolución CREG 018 del 30 de Marzo de 2004.....	108
Resolución CREG 082 del 22 de Julio de 2005.....	109
Resolución CREG 088 del 6 de Septiembre de 2005.....	109
2. CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL	
DNP: UNIF – DIREN. CONPES 2571“Programa para la Masificación del consumo de Gas”. 18 de Diciembre de 1991.....	110
DNP: MIN-MINAS- ECO-PETROL- UNIF - DIMEN. CONPES 2646 “PLAN DE GAS, estrategia para el desarrollo del PRO-GRASLA de gas”. 18 de marzo de 1993.....	111
DNP: DIE. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CONPES 3190 “Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas”. 31 de julio de 2002.....	113
DNP: DIE. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. CONPES 3244 “Estrategias para la dinamización y consolidación del sector gas natural en Colombia”. 15 de Septiembre de 2003.....	113
3. DOCUMENTOS TÉCNICOS E INFORMES GUBERNAMENTALES	
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. –UPME- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Plan Energético Nacional. Estrategia Energética Integral. Visión 2003-2020. Colombia,2003.....	115
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME-Una visión del mercado eléctrico colombiano. Colombia, Julio 2004.....	116
-UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. –UPME-Boletín Estadístico de Minas y Energía 1994 -2004. Colombia, diciembre 2004	120
- PRESIDENCIA REPÚBLICA DE COLOMBIA. DNP. Visión Colombia II Centenario 2019 (Propuesta para discusión). Colombia, 2005.....	120
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. –UPME- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Memorias al Congreso Nacional 2004 – 2005. Colombia, Julio, 2005.....	122
4. JURISPRUDENCIA	
Sentencia C-272, 3 de junio de 1998.....	128
Sentencia C-1162, 6 de septiembre de 2000.....	129
Sentencia C-041, 28 de enero de 2003.....	132
Sentencia C-150, 25 de febrero de 2003.....	133
Sentencia T-270, 19 de Marzo de 2004.....	138

5. LEGISLACIÓN EXTRANJERA

5.1 LEGAL

Argentina. Ley N° 17.319 del 23 de Junio de 1967.....	139
Argentina. Ley N° 24.076 del 9 de Junio e 1992.....	140
Brasil. Ley 9.478 del 6 de Agosto de 1997.....	148

6. BIBLIOGRAFÍA ANALIZADA

- Álvaro Ruiz Hernández. Documento 091. El Planteamiento del Sector Energético en Colombia y la demanda de electricidad con sustitución de esta fuente de energía por gas. Colombia, CEDE 1993.....	152
- Comisión Intergremial servicios públicos domiciliarios. ANDESCO. ASO-CODIS. ACCE. ACOLGEN. NATURGAS. Los servicios públicos domiciliarios: reflexiones sobre su situación actual y propuestas para su futuro. Colombia, Octubre, 2001.....	153
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Alternativas para suministro de gas combustible a la ciudad de Cúcuta. Colombia, Febrero 2002.....	157
- Asociación Colombiana de Gas Natural. NATURGAS. Gas Natural en Colombia “Una Revolución social” Lineamientos de Política. Colombia, Julio 2004.....	158
- Sandoval, Ana María. Monografía del electricidad y gas Colombiano: Condiciones actuales y retos futuros -. Archivos de Economía. Colombia, Noviembre, 2004.....	158

7. PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Mesa de Trabajo Realizada el 1 de Septiembre de 2005.....	160
Reunión con representantes de NATURGAS, 5 de Septiembre de 2005.....	170

CONTENIDO GENERAL

1. NORMATIVIDAD

1.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
7 de julio de 1991.	<p>Artículo 334. La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.</p> <p>El Estado, de manera especial, intervendrá para dar pleno empleo a los recursos humanos y asegurar que todas las personas, en particular las de menores ingresos, tengan acceso efectivo a los bienes y servicios básicos. También para promover la productividad y la competitividad y el desarrollo armónico de las regiones.</p> <p>Artículo 336. Ningún monopolio podrá establecerse sino como arbitrio rentístico, con una finalidad de interés público o social y en virtud de la ley.</p> <p>La ley que establezca un monopolio no podrá aplicarse antes de que hayan sido plenamente indemnizados los individuos que en virtud de ella deban quedar privados del ejercicio de una actividad económica lícita.</p> <p>La organización, administración, control y explotación de los monopolios rentísticos estarán sometidos a un régimen propio, fijado por la ley de iniciativa gubernamental.</p> <p>Las rentas obtenidas en el ejercicio de los monopolios de suerte y azar estarán destinadas exclusivamente a los servicios de salud.</p> <p>Las rentas obtenidas en el ejercicio del monopolio de licores, estarán destinadas preferentemente a los servicios de salud y educación.</p> <p>La evasión fiscal en materia de rentas provenientes de monopolios rentísticos será sancionada penalmente en los términos que establezca la ley.</p> <p>El Gobierno enajenará o liquidará las empresas monopolísticas del Estado y otorgará a terceros el desarrollo de su actividad cuando no cumplan los requisitos de eficiencia, en los términos que determine la ley.</p> <p>En cualquier caso se respetarán los derechos adquiridos por los trabajadores.</p> <p>Artículo 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.</p> <p>Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y</p>

	<p>plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita.</p> <p>Artículo 366. El bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población son finalidades sociales del Estado. Será objetivo fundamental de su actividad la solución de las necesidades insatisfechas de salud, de educación, de saneamiento ambiental y de agua potable. Para tales efectos, en los planes y presupuestos de la Nación y de las entidades territoriales, el gasto público social tendrá prioridad sobre cualquier otra asignación.</p> <p>Artículo 367. La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. Los servicios públicos domiciliarios se prestarán directamente por cada municipio cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación. La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas.</p> <p>Artículo 368. La Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas.</p> <p>Artículo 369. La ley determinará los deberes y derechos de los usuarios, el régimen de su protección y sus formas de participación en la gestión y fiscalización de las empresas estatales que presten el servicio. Igualmente definirá la participación de los municipios o de sus representantes, en las entidades y empresas que les presten servicios públicos domiciliarios.</p> <p>Artículo 370. Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten. (Documento 1)</p>
--	--

1.2 CONVENIO INTERNACIONAL RATIFICADO POR COLOMBIA

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
Protocolo de kyoto de la Convención Marco de las	El desarrollo de los acontecimientos desde la presentación de la Convención de Cambio Climático, demostró que eran necesarias medidas más decididas para enfrentar el problema. Fue así como en 1997 se redactó el Protocolo de Kyoto, en donde se establecen compromisos cuantificados de reducción de gases de efecto invernadero para los países industrializados. Los compromisos de

<p>Naciones Unidas sobre el cambio climático.</p> <p>Kyoto, 11 de Septiembre de 1997.</p>	<p>reducción establecidos suponen una disminución del 5.2% respecto a las emisiones de 1990, efectiva en el periodo 2008-2012.</p> <p>Para que el Protocolo entre en vigor debe ser ratificado por al menos 55 Partes. Hasta agosto de 2003, 117 Partes han ratificado el Protocolo, incluyendo 32 países industrializados que contribuyen con un 44.29% de las emisiones.</p> <p>Los gases controlados por el Protocolo de Kyoto son el dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).</p> <p>El Protocolo de Kyoto reconoce los altos costos económicos y sociales que implica el cumplimiento de las metas de reducción aceptadas por las Partes. Como respuesta, el Protocolo establece tres mecanismos de flexibilidad complementarios a las reducciones que los países hagan en su territorio, que permitirán a éstos alcanzar sus objetivos de una manera más eficiente. Son éstos:</p> <p>Comercio de emisiones: Bajo este esquema los países con compromisos de reducción podrán intercambiar entre sí sus cuotas asignadas de emisión.</p> <p>Implementación conjunta: Este mecanismo permite la participación de varios países en proyectos de reducción de emisiones. Las reducciones de emisiones que da a lugar el proyecto en cuestión pueden ser distribuidas entre los países que toman parte en el proyecto.</p> <p>Mecanismo de Desarrollo Limpio: El MDL permite la ejecución de proyectos de reducción de emisiones en el territorio de países que no tienen compromisos de reducción de emisiones. Las reducciones de emisiones resultantes del proyecto pueden ser adquiridas por un país o una empresa con compromisos de reducción de emisiones.</p> <p><i>En Colombia, el Protocolo de Kyoto fue aprobado por el Congreso de la República por la Ley 629 de diciembre de 2000. (Documento 2)</i></p>
---	--

1.3 LEYES

1.3.1 Vigentes

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
<p>Ley No. 142 del 11 de Julio de 1994</p>	<p>Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 1. Ámbito de aplicación de la ley. Esta Ley se aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural; a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la presente Ley, y a las actividades complementarias definidas en el Capítulo II del presente título y</p>

a los otros servicios previstos en normas especiales de esta Ley.

Artículo 8. Competencia de la Nación para la prestación de los servicios públicos. Es competencia de la Nación:

... 8.2. En forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.

8.3. Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, mixtas o privadas, las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, la interconexión a la red pública de telecomunicaciones, y las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes para otros servicios que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión, según concepto previo del Consejo Nacional de Política Económica y Social.

Artículo 14. Definiciones. Para interpretar y aplicar esta Ley se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

... 14.21. Servicios públicos domiciliarios. Son los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, telefonía pública básica conmutada, telefonía móvil rural, y distribución de gas combustible, tal como se definen en este capítulo.

... 14.28. Servicio público domiciliario de gas combustible. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

Artículo 23. Ámbito territorial de operación. Las empresas de servicios públicos pueden operar en igualdad de condiciones en cualquier parte del país, con sujeción a las reglas que rijan en el territorio del correspondiente departamento o municipio.

Igualmente, conforme a lo dispuesto por las normas cambiarias o fiscales, las empresas podrán desarrollar su objeto en el exterior sin necesidad de permiso adicional de las autoridades colombianas.

La obtención en el exterior de agua, gas combustible, energía o acceso a redes, para beneficio de usuarios en Colombia, no estará sujeta a restricciones ni a contribución alguna arancelaria o de otra naturaleza, ni a permisos administrativos distintos de los que se apliquen a actividades internas de la misma clase, pero sí a las normas cambiarias y fiscales comunes. Las comisiones de regulación, sin embargo, podrán prohibir que se facilite a usuarios en el exterior el agua, el gas combustible, la energía, o el acceso a redes, cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por las comisiones.

Artículo 28. Redes. Todas las empresas tienen el derecho a construir, operar y

modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos, y ejercerán las mismas facultades que las leyes y demás normas pertinentes establecen para las entidades oficiales que han estado encargadas de la prestación de los mismos servicios, y las particulares previstas en esta Ley.

Las empresas tienen la obligación de efectuar el mantenimiento y reparación de las redes locales, cuyos costos serán a cargo de ellas.

Las comisiones de regulación pueden exigir que haya posibilidad de interconexión y de homologación técnica de las redes, cuando sea indispensable para proteger a los usuarios, para garantizar la calidad del servicio o para promover la competencia. Pero en ningún caso exigirán características específicas de redes o sistemas mas allá de las que sean necesarias para garantizar la interconectabilidad de servicios análogos o el uso coordinado de recursos. Las comisiones podrán exigir, igualmente, que la construcción y operación de redes y medios de transporte para prestar los servicios públicos no sea parte del objeto de las mismas empresas que tienen a su cargo la distribución y, además, conocerán en apelación los recursos contra los actos de cualquier autoridad que se refieran a la construcción u operación de redes. La construcción y operación de redes para el transporte y distribución de agua, residuos, electricidad, gas y telefonía pública básica conmutada telefonía local móvil en el sector rural, así como el señalamiento de las tarifas por su uso, se regirán exclusivamente por esta Ley y por las normas ambientales, sanitarias y municipales a las que se alude en sus artículos 25 y 26 de esta Ley.

Artículo 40. Áreas de Servicio exclusivo. Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales competentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio.

Parágrafo 1. La comisión de regulación respectiva definirá, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos; definirá los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.

Artículo 57. Facultad de imponer servidumbres, hacer ocupaciones temporales y remover obstáculos. Cuando sea necesario para prestar los servicios públicos, las empresas podrán pasar por predios ajenos, por una vía aérea, subterránea o superficial, las líneas, cables o tuberías necesarias; ocupar temporalmente las zonas que requieran en esos predios; remover los cultivos y

los obstáculos de toda clase que se encuentren en ellos; transitar, adelantar las obras y ejercer vigilancia en ellos; y, en general, realizar en ellos todas las actividades necesarias para prestar el servicio. El propietario del predio afectado tendrá derecho a indemnización de acuerdo a los términos establecidos en la Ley 56 de 1981, de las incomodidades y perjuicios que ello le ocasione.

Las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica y gas combustible, conducciones de acueducto, alcantarillado y redes telefónicas, podrán atravesar los ríos, caudales, líneas férreas, puentes, calles, caminos y cruzar acueductos, oleoductos, y otras líneas o conducciones. La empresa interesada, solicitará el permiso a la entidad pública correspondiente; si no hubiere ley expresa que indique quien debe otorgarlo, lo hará el municipio en el que se encuentra el obstáculo que se pretende atravesar.

Artículo 69. Organización y naturaleza. Créanse como unidades administrativas especiales, con independencia administrativa, técnica y patrimonial, y adscritas al respectivo ministerio, las siguientes Comisiones de regulación:

69.1. Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico, adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico.

69.2. Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

69.3. Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, adscrita al Ministerio de Comunicaciones.

Parágrafo. Cada comisión será competente para regular el servicio público respectivo.

Artículo 71. Composición. Las comisiones de regulación estarán integradas por:

71.1. El Ministro respectivo o su delegado, quien la presidirá.

71.2. Tres expertos comisionados de dedicación exclusiva, designados por el Presidente de la República para períodos de tres años, reelegibles y no sujetos a las disposiciones que regulan la carrera administrativa. Uno de ellos, en forma rotatoria, ejercerá las funciones de Coordinador de acuerdo con el reglamento interno. Al repartir internamente el trabajo entre ellos se procurará que todos tengan oportunidad de prestar sus servicios respecto de las diversas clases de asuntos que son competencia de la Comisión.

71.3. El Director del Departamento Nacional de Planeación.

A las Comisiones asistirá, únicamente con voz, el Superintendente de Servicios Públicos o su delegado.

Parágrafo 1. A la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento pertenecerá el Ministro de Salud. A la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible pertenecerá el Ministro de Hacienda. Los Ministros sólo podrán delegar su asistencia en los Viceministros y el Director del Departamento Nacional de Planeación en el Subdirector.

Parágrafo 2. Al vencimiento del período de los expertos que se nombren, el Presidente no podrá reemplazar sino uno de ellos. Se entenderá prorrogado por dos años más el período de quienes no sean reemplazados.

Artículo 74. Funciones especiales de las comisiones de regulación. Con sujeción a lo dispuesto en esta Ley y las demás disposiciones que la

complementen, serán además, funciones y facultades especiales de cada una de las comisiones de regulación las siguientes:

74.1. De la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.

a) Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

b) Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios;

c) Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible;

d) Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esta Ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.

e) Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho...

Artículo 78. Estructura orgánica. La Superintendencia de servicios públicos domiciliarios tendrá la siguiente estructura orgánica:

78.1. Despacho del Superintendente de Servicios Públicos.

78.2. Despacho del Superintendente delegado para acueducto, alcantarillado y aseo.

78.3. Despacho del Superintendente delegado para energía y gas combustible.

78.4. Despacho del Superintendente delegado para telecomunicaciones.

78.5. Secretaría General.

Artículo 89. Aplicación de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos. Las comisiones de regulación exigirán gradualmente a todos quienes prestan servicios públicos que, al cobrar las tarifas que estén en vigencia al promulgarse esta Ley, distingan en las facturas entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para dar subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2. Igualmente, definirán las condiciones para aplicarlos al estrato 3.

Los concejos municipales están en la obligación de crear fondos de solidaridad y redistribución de ingresos", para que al presupuesto del municipio se incorporen las transferencias que a dichos fondos deberán hacer las empresas de servicios públicos, según el servicio de que se trate, de acuerdo con lo establecido en el artículo 89.2 de la presente Ley. Los recursos de dichos fondos serán destinados a dar subsidios a los usuarios de estratos 1, 2 y 3, como inversión social, en los términos de esta Ley. A igual procedimiento y sistema se sujetarán los fondos distritales y departamentales que deberán ser creados por las autoridades correspondientes en cada caso.

89.1. Se presume que el factor aludido nunca podrá ser superior al equivalente del 20% del valor del servicio y no podrán incluirse factores adicionales por concepto de ventas o consumo del usuario. Cuando comiencen a aplicarse las fórmulas tarifarias de que trata esta Ley, las comisiones sólo permitirán que el factor o factores que se han venido cobrando, se incluyan en las facturas de usuarios de inmuebles residenciales de los estratos 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales. Para todos estos, el factor o factores se determinará en la forma atrás dispuesta, se discriminará en las facturas, y los recaudos que con base en ellos se hagan, recibirán el destino señalado en el artículo 89.2 de esta Ley.

89.2. Quienes presten los servicios públicos harán los recaudos de las sumas que resulten al aplicar los factores de que trata este artículo y los aplicarán al pago de subsidios, de acuerdo con las normas pertinentes, de todo lo cual llevarán contabilidad y cuentas detalladas. Al presentarse superávits, por este concepto, en empresas de servicios públicos oficiales de orden distrital, municipal o departamental se destinarán a "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" para empresas de la misma naturaleza y servicio que cumplan sus actividades en la misma entidad territorial al de la empresa aportante. Si los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" después de haber atendido los subsidios de orden distrital, municipal o departamental, según sea el caso, presentaren superávits, estos últimos se destinarán para las empresas de la misma naturaleza y servicio con sede en departamentos, distritos o municipios limítrofes, respectivamente. Los repartos se harán de acuerdo a los mecanismos y criterios que establezcan las comisiones de regulación respectivas. Los superávits, por este concepto, en empresas privadas o mixtas prestatarias de los servicios de agua potable o saneamiento básico y telefonía local fija, se destinarán a los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o distrito correspondiente y serán transferidos mensualmente, de acuerdo con los mecanismos que establezcan las comisiones de regulación respectivas. Los superávits, por este concepto, en empresas privadas o mixtas prestatarias de los servicios de energía eléctrica y gas combustible irán a los fondos que más adelante se desarrollan en este mismo artículo.

89.3. Los recaudos que se obtengan al distinguir, en las facturas de energía eléctrica y gas combustible, el factor o factores arriba dichos, y que den origen a superávits, después de aplicar el factor para subsidios y sólo por este concepto, en empresas oficiales o mixtas de orden nacional y privadas se incorporarán al presupuesto de la Nación (Ministerio de Minas y Energía), en un "fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos", donde se separen claramente los recursos y asignaciones de estos dos servicios y que el congreso destinará, como inversión social, a dar subsidios que permitan generar, distribuir y transportar energía eléctrica y gas combustible a usuarios de estratos bajos, y expandir la cobertura en las zonas rurales preferencialmente para incentivar la producción de alimentos y sustituir combustibles derivados del petróleo.

89.4. Quienes generen su propia energía, y la enajenen a terceros o asociados, y tengan una capacidad instalada superior a 25.000 Kilovatios, recaudarán y aportarán, en nombre de los consumidores de esa energía equivalente, al fondo de "solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o municipios en donde

ésta sea enajenada, la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% a su generación descontando de ésta lo que vendan a empresas distribuidoras. Esta generación se evaluará al 80% de su capacidad instalada, y valorada con base en el costo promedio equivalente según nivel de tensión que se aplique en el respectivo municipio; o, si no la hay, en aquel municipio o distrito que lo tenga y cuya cabecera esté más próxima a la del municipio o distrito en el que se enajene dicha energía. El generador hará las declaraciones y pagos que correspondan, de acuerdo con los procedimientos que establezca la comisión de regulación de energía y gas domiciliario.

89.5. Quienes suministren o comercialicen gas combustible con terceros en forma independiente, recaudarán, en nombre de los consumidores que abastecen y aportarán, al fondo de "solidaridad y redistribución de ingresos" de la Nación (Ministerio de Minas y Energía), la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20%, al costo económico de suministro en puerta de ciudad, según reglamentación que haga la comisión de regulación de energía y gas domiciliario. El suministrador o comercializador hará las declaraciones y pagos que correspondan, de acuerdo con los procedimientos que establezca la misma comisión...

Artículo 144. De los medidores individuales. Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente.

La empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles.

No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero si será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un periodo de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor.

Sin embargo, en cuanto se refiere al transporte y distribución de gas, los contratos pueden reservar a las empresas, por razones de seguridad comprobables, la calibración y mantenimiento de los medidores.

Artículo 172. Consejo Nacional de Operación. Créase el Consejo Nacional de Operación que tendrá como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación, todo con sujeción a los principios generales de esta Ley y a la preservación de las condiciones de competencia.

Las decisiones del consejo nacional de operación serán apelables ante la

	<p>Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.</p> <p>Artículo 174. Áreas de Servicio exclusivo para gas domiciliario. Por motivos de interés social y con el propósito de que la utilización racional del recurso gas natural, permita la expansión y cobertura del servicio a las personas de menores recursos, por un término de veinte (20) años, contados a partir de la vigencia de esta Ley, el Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar las áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria del gas combustible por red, de acuerdo con las disposiciones contenidas en el artículo 40 de esta Ley.</p> <p>Parágrafo 1. Es obligación del Ministerio de Minas y Energía, al estudiar y otorgar los contratos de que trata el presente artículo, contemplar que en dichas áreas se incluyan programas de masificación y extensión del servicio público de gas combustible en aquellos sectores cuyos inmuebles residenciales pertenezcan a la categoría I, II ó III de la estratificación socioeconómica vigente al momento de hacerse la instalación. En los contratos existentes al momento de entrar en vigencia la presente Ley, el Ministerio de Minas y Energía propenderá porque las empresas contratistas alcancen los niveles de masificación deseables en cumplimiento del presente artículo.</p> <p>Parágrafo 2. Para la consecución de los objetivos establecidos en el presente artículo, se aplicarán los criterios establecidos en los artículos 97 y 99 de la presente Ley.</p> <p>Artículo 175. Estímulos a los usuarios de gas combustible. Con el fin de propender por la utilización de fuentes alternativas de energía y para estimular la generación de empleo productivo, especialmente en microempresa, el gobierno nacional creará los estímulos convenientes y necesarios para favorecer a aquellos usuarios que consuman gas combustible. Dichos estímulos se orientarán, preferencialmente, a facilitar la adquisición de equipos industriales o caseros destinados a microempresa que consuman gas combustible. (Documento 3)</p>
Ley No. 143 del 11 de Julio de 1994	<p>Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.</p> <p>Artículo 1. La presente Ley establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, que en lo sucesivo se denominarán actividades del sector, en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Artículo 2. El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.</p> <p>Artículo 3. En relación con el servicio público de electricidad, al Estado le</p>

corresponde:

- a) Promover la libre competencia en las actividades del sector;
- b) Impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado;
- c) Regular aquellas situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos;
- d) Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus deberes;
- e) Asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector;
- f) Alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio;
- g) Asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural, para atender sus necesidades básicas de electricidad.

Parágrafo. Para garantizar el cumplimiento de lo previsto en los incisos anteriores, el Gobierno Nacional dispondrá de los recursos generados por la contribución nacional de que habla el artículo 47 de esta Ley y por los recursos de presupuesto nacional, que deberán ser apropiados anualmente en el presupuesto de rentas y ley de apropiaciones por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

No obstante, de conformidad con el artículo 368 de la Constitución Política, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos.

Artículo 4. El Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones:

- a) Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país;
- b) Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;
- c) Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Parágrafo. Si los diversos agentes económicos desean participar en las actividades de electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos.

Artículo 5. La generación, interconexión transmisión, distribución y comercialización de electricidad están destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, por esta razón, son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública.

Artículo 7. En las actividades del sector podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia, de conformidad

con los artículos 333, 334 y el inciso penúltimo del artículo 336 de la Constitución Nacional, y el artículo 3o. de esta Ley.

En los casos señalados por la ley, para operar o poner en funcionamiento los proyectos se deberán obtener de las autoridades competentes los permisos respectivos en materia ambiental, sanitaria, uso de aguas y los de orden municipal que sean exigibles.

Parágrafo. La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la comisión de regulación de energía y gas.

Artículo 12. La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 13. La Unidad de Planeación Minero - Energética de que trata el artículo 12 del Decreto 2119 de 1992, se organizará como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con patrimonio propio y personería jurídica y con regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones y con autonomía presupuestal.

La Unidad manejará sus recursos presupuestales y operará a través de contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos y contratos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

Para el cumplimiento del artículo 60 de la Constitución Política, para las empresas del sector energético se dará aplicación, en lo pertinente, al Decreto Ley 663 de 1993. El Gobierno Nacional señalará las condiciones especiales de financiación.

Artículo 14. El presupuesto de la Unidad Administrativa Especial de Planeación Minero - Energética hará parte del presupuesto general de la Nación y será presentado al Ministerio de Minas y Energía para su incorporación en el mismo, su distribución anual se hará mediante resolución expedida por el Ministerio de Minas y Energía y refrendada por el Director General de Presupuesto Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 38 de 1989 y en las demás normas que 14 reglamenten, modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. Este presupuesto será sufragado por la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol -, por la Empresa Colombiana de Carbón - Ecocarbón Financiera Energética Nacional -FEN- e Interconexión Eléctrica S.A -ISA- por partes iguales. Estas entidades quedan facultadas para apropiar de sus respectivos presupuestos las partidas correspondientes.

Artículo 15. La Unidad de Planeación Minero - Energética contará con un

	<p>director que tendrá la calidad de empleado público y devengará la remuneración que determine el Gobierno Nacional.</p> <p>El director deberá reunir las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Ser colombiano y ciudadano en ejercicio; b) Poseer título universitario en ingeniería, economía o administración de empresas y estudios de postgrado; c) Contar con una reconocida preparación y experiencia técnica y haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector energético nacional o internacional, por un período superior a seis (6) años. <p>Artículo 16. La Unidad de Planeación Minero - Energética tendrá entre otras las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos; b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales; c) Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y, el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo. El primer Plan Energético Nacional deberá ser presentado dentro de los seis (6) meses siguientes a la vigencia de esta Ley; d) Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de energía nuclear para usos pacíficos; e) Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos mineros y energéticos; f) Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector energético; g) Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos y energía y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional; h) Recomendar al Ministro de Minas y Energía, políticas y estrategias para el desarrollo del sector energético; i) Prestar los servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos; j) Establecer prioritariamente un programa de ahorro y optimización de energía; k) Las demás que le señale esta Ley y el Decreto 2119 de 1992. <p>(Documento 4)</p>
Ley No. 223 del 20 de Diciembre de 1995	<p>Por la cual se expiden normas sobre racionalización tributaria y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 14. El artículo 468 del Estatuto Tributario quedará así:</p> <p>"Artículo 468. <i>Tarifa General del Impuesto sobre las Ventas.</i> La tarifa general del impuesto sobre las ventas es el dieciséis por ciento (16%), para los años de 1996, 1997, 1998 y en adelante.</p> <p>Esta tarifa también se aplicará a los servicios con excepción de los excluidos expresamente. Igualmente la tarifa general será aplicable a los bienes de que</p>

tratan los artículos 446, 469 y 474.
Del dieciséis por ciento (16%), que aquí se fija, dos y medio por ciento (2.5%) puntos porcentuales, descontadas las transferencias a las entidades territoriales a que hace referencia los artículos 356 y 357 de la Constitución Política, se asignarán exclusivamente para gastos de inversión social, según lo previsto en el numeral 2 del artículo 359 de la misma Constitución, atendiendo los siguientes destinos y proporciones:...

3 Un mínimo del veinte por ciento (20%) para cubrir los subsidios de los sectores correspondientes a los estratos residenciales I, II y III del sector eléctrico, subtransmisión, transformación, distribución y corrección de pérdidas negras y técnicas, Ley 143 de 1994, para subsidiar los estratos residenciales I, II y III en la instalación y conexión al sistema del uso de gas domiciliario Ley 142 de 1994, para transporte en los programas de masificación de gas natural, para subsidiar y prestar el servicio de agua potable en los sectores rurales.”

Artículo 52. Contribución Especial. La contribución especial por explotación de petróleo crudo, gas libre o asociado y la exportación de carbón y ferroníquel, establecida en el artículo 12 de la Ley 6ª de 1992 tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 1997.

Los campos que hayan iniciado producción con posterioridad al 30 de junio de 1992 y hasta el 31 de diciembre de 1994 estarán sujetos al pago de la contribución especial hasta el 31 de diciembre de 1997.

Los yacimientos y/o campos descubiertos con posterioridad al 30 de junio de 1992 y antes del 1 de enero de 1995 y cuya producción o explotación se inicie con posterioridad al 31 de diciembre de 1994 estarán sujetos al pago de la contribución especial hasta el 31 de diciembre del año 2000.

Los descubrimientos realizados con posterioridad al 1 de enero de 1995, así como los yacimientos que tengan declaratoria de comercialidad después de esta fecha, no estarán sujetos al pago de la contribución señalada en este capítulo.

Parágrafo 1. Lo pagado por concepto de contribuciones especiales durante el año 1997 y siguientes no será deducible en el impuesto sobre la renta.

Parágrafo 2. Interprétese con autoridad el artículo 15 de la Ley 6ª de 1992 en el sentido de que se entiende por nuevos exploradores aquellos que a 30 de junio de 1992 hayan iniciado la exploración o la inicien con posterioridad a dicha fecha y en todo caso que empiecen la producción con posterioridad a la vigencia de la Ley 6ª de 1992.

Artículo 53. Base Gravable. La base gravable de la contribución especial por explotación de petróleo crudo, gas libre o asociado y exportación de carbón y ferroníquel estará conformada así:

a) *Petróleo crudo*

Por el valor total de los barriles producidos durante el respectivo mes, conforme al precio FOB de exportación que para el efecto certifique el Ministerio de Minas y Energía para el petróleo liviano y para el petróleo pesado que tenga un grado inferior a 15 grados API.

b) *Gas libre y/o asociado*

Por el valor total producido durante el respectivo mes, excluido el destinado para el uso de generación de energía térmica y para consumo doméstico residencial, de conformidad con el precio de venta en boca de pozo de cada 1.000 pies cúbicos, que para el efecto establezca el Ministerio de Minas y Energía.

c) *Carbón*

Por el valor FOB del total exportado durante el respectivo mes, de conformidad

con el precio que para tal efecto establezca el Ministerio de Minas y Energía.

d) *Ferroníquel*

Por el valor FOB del total exportado durante el respectivo mes, de conformidad con el precio que para tal efecto establezca el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo De la contribución de que trata el presente artículo quedarán exceptuados los porcentajes de producción correspondientes a regalías.

Artículo 55. Tarifas. A partir del mes siguiente al de la vigencia de la presente ley las tarifas aplicables a la contribución especial por la explotación de petróleo crudo, gas libre o asociado, y la exportación de carbón y ferroníquel serán las siguientes:

a) Petróleo crudo:	7.0%
Petróleo liviano	
Petróleo pesado que tenga un grado inferior a 15 grados API	3.5%
b) Gas libre y/o asociado	3.5%
c) Carbón	0.6%
d) Ferroníquel	1.6%

Parágrafo. A partir del 1 de enero de 1998, las tarifas de la contribución especial por explotación de petróleo crudo y gas libre o asociado serán las siguientes:

	1998	1999	2000	2001
Petróleo liviano	5.5%	4.0%	2.5%	0%
Petróleo pesado 15 AP	3.0%	2.0%	1.0%	0%
Gas libre y/o asociado	3.0%	2.0%	1.0%	0%

Artículo 56. Sujetos Pasivos. Son sujetos pasivos de la contribución especial por la explotación de petróleo crudo, gas libre o asociado y la exportación de carbón y ferroníquel los explotadores y exportadores de los mencionados productos.

Artículo 97. Exención para Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios.

El artículo 211 del Estatuto Tributario quedará así:

"Artículo 211. *Exención para Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios.* Todas las entidades prestadoras de servicios públicos son contribuyentes de los impuestos nacionales, en los términos definidos por el Estatuto Tributario, con las excepciones que se establecen a continuación:

"Las rentas provenientes de la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y las de aseo cuando sean obtenidas por entidades oficiales o sociedades de economía mixta, y las actividades complementarias de los anteriores servicios determinadas en la Ley 142 de 1994, están exentas del

impuesto sobre la renta y complementarios por un período de siete (7) años a partir de la vigencia de esta ley, sobre las utilidades que capitalicen o que apropien como reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas.

"Gozarán de esta exención, durante el mismo período mencionado, las rentas provenientes de la transmisión o distribución domiciliaria de energía eléctrica. Para tal efecto, las rentas de la generación y de la distribución deberán estar debidamente separadas en la contabilidad.

"Así mismo, las rentas provenientes de la generación de energía eléctrica y las de los servicios públicos domiciliarios de gas y de telefonía local, y su actividad complementaria de telefonía móvil rural, cuando éstas sean obtenidas por entidades oficiales o sociedades de economía mixta, estarán exentas del impuesto sobre la renta y complementarios por un término de ocho (8) años, sobre las utilidades que capitalicen o que apropien como reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas, de acuerdo con los siguientes porcentajes:

Para el año gravable de 1996	100% exento
Para el año gravable de 1997	90% exento
Para el año gravable de 1998	80% exento
Para el año gravable de 1999	70% exento
Para el año gravable 2000	60% exento
Para el año gravable 2001	40% exento
Para el año gravable 2002	20% exento
Para el año gravable 2003 y siguientes	0% exentos";

Parágrafo 1. Para efectos de la sobretasa en el sector del gas de que trata el numeral 89.5 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994, se entenderá para todos los efectos que dicha sobretasa será hasta del veinte por ciento (20%) del costo económico del suministro en puerta de Ciudad.

Parágrafo 2. Para los efectos de la sobretasa o contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, se aplicará para los usuarios no regulados que compren energía a empresas generadoras de energía no reguladas, para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6 y para los usuarios no residenciales, el 20% del costo de prestación del servicio.

Parágrafo 3. Las empresas generadoras que se establezcan a partir de la vigencia de esta ley y cuya finalidad sea exclusivamente la generación de energía eléctrica con base en carbones de tipo térmico y energía solar como combustible primario, y estén provistas de equipos adecuados para producir un bajo impacto ambiental, estarán exentas del impuesto de renta y complementarios por un término de veinte (20) años.

Parágrafo 4. Las empresas generadoras que se reestructuren o se establezcan con la finalidad exclusiva de generar y comercializar energía eléctrica con base en el aprovechamiento del recurso hídrico y de capacidad instalada inferior a veinticinco mil (25.000) kilovatios, estarán exentas del impuesto de renta y

	<p>complementarios por un término de veinte (20) años a partir de la vigencia de esta ley. Esta exención debe ser concordante con la retención en la fuente en lo referente a las entidades no sujetas a retención. (Documento 5)</p>
<p>Ley No. 401 del 20 de Agosto de 1997</p>	<p>Por la cual se crea la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Viceministerio de Hidrocarburos y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 1. Creación. Créase una entidad descentralizada del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía con el carácter de Empresa Industrial y Comercial del Estado, con personería jurídica, autonomía administrativa, financiera y patrimonial, que se denominará Empresa Colombiana de Gas y podrá usar la sigla Ecogas, entidad que se regirá por lo establecido en la presente ley, por los estatutos que adopte y apruebe la Junta Directiva y sujeta a la regulación, vigilancia y control de las autoridades competentes.</p> <p>Artículo 2. Objeto. 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. También podrá explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se pague una tarifa de disponibilidad, o por acuerdos con éstos. Ecogas administrará el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG.</p> <p>Para el cumplimiento de su objeto la empresa podrá celebrar todos los actos y contratos que, con sujeción a las normas legales prevean sus estatutos.</p> <p>El Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, se establecerá y operará como una unidad funcionalmente independiente dentro de la estructura de Ecogas. Las autoridades competentes tomarán las medidas necesarias para garantizar que el CTG opere en forma no discriminatoria para beneficio del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.</p> <p>Artículo 3. Las funciones del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, serán las siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Planear, supervisar y coordinar el transporte de gas a través del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural; b) Recibir y procesar las nominaciones de transporte de gas natural del Sistema; c) Asignar la capacidad de transporte a cada uno de los remitentes, según el tipo de servicio contratado y las condiciones operacionales del Sistema; d) Planear y asegurar la máxima capacidad del Sistema en todo momento; e) Garantizar la seguridad y la confiabilidad del Sistema; f) Asegurar la calidad del servicio de transporte; g) Garantizar el estricto cumplimiento de los reglamentos y las regulaciones correspondientes; h) Actuar como entidad coordinadora en casos de emergencia; i) Demás funciones que le asigne la ley y los reglamentos... <p>Artículo 4. Créase el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, el cual, como cuerpo asesor del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, tendrá como función hacer recomendaciones que busquen que la</p>

operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural tendrá un Secretario Técnico quien además será el Director del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG.

Artículo 11. Con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas, combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, las actividades distintas a su exploración, explotación y su procesamiento, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 1. Las actividades de exploración, explotación, procesamiento y transporte de petróleo crudo, así como de sus productos derivados no estarán sujetas a las normas de la Ley 142 de 1994. Dichas actividades continuarán reguladas por las normas especiales contenidas en el Código de Petróleos, el Decreto 2310 de 1974 y por las disposiciones que los complementan, adicionan o reforman.

Parágrafo 2. Las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

Artículo 15. Con el objeto de promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso del gas natural en los municipios y el sector rural prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales, y que tengan el mayor índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), créase un fondo especial, administrado y manejado por la Junta Directiva de Erogas..., cuyos recursos provendrán de una cuota de fomento, la cual será del uno y medio por ciento (1.5%) sobre el valor de la tarifa que se cobre por el gas objeto del transporte, efectivamente realizado.

Serán sujetos de la cuota establecida en el presente artículo todas las personas naturales o jurídicas que sean remitentes del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Artículo 16. Prioridades para el suministro de gas natural. Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, el Gobierno Nacional, de acuerdo con los ordenamientos, y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas, fijará el orden de atención prioritaria de que se trate, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

Artículo 17. Créase el Viceministerio de Hidrocarburos el cual tendrá las siguientes funciones:

- a) Colaborar en la formulación de las políticas o planes de acción del subsector de hidrocarburos, bajo la dirección del Ministro;
- b) coordinar el curso de los proyectos de ley relacionados con el subsector de hidrocarburos, para lo cual asistirá al Ministro en la elaboración de tales

	<p>proyectos y en su trámite constitucional y coordinar la atención de las citaciones al Congreso de la República;</p> <p>c) Velar, junto con otras autoridades, por el cumplimiento de las normas sobre protección, conservación, preservación de los recursos naturales y ambientales desarrollados por el sector de hidrocarburos;</p> <p>d) Suplir las faltas temporales del Ministro, cuando así lo decida el Presidente de la República;</p> <p>e) Preparar los informes sobre planes y programas del sector de hidrocarburos que deban presentarse ante el Departamento Nacional de Planeación y demás autoridades públicas;</p> <p>f) Las demás que le sean asignadas por el Ministro de Minas y Energía o las disposiciones legales.</p> <p>Parágrafo. El Viceministro de Hidrocarburos será el suplente del Ministro de Minas y Energía en la Junta Directiva de las empresas industriales y comerciales del Estado en el subsector de hidrocarburos, como lo son Ecopetrol y Ecogas.</p> <p><i>(Documento 6)</i></p>
<p>Ley No. 629 del 27 de Diciembre de 2000</p>	<p>Por medio de la cual se aprueba el "Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", hecho en Kyoto el 11 de diciembre de 1997.</p> <p><i>(Documento 7)</i></p>
<p>Ley No. 681 del 9 de Agosto de 2001</p>	<p>Por la cual se modifica el régimen de concesiones de combustibles en las zonas de frontera y se establecen otras disposiciones en materia tributaria para combustibles.</p> <p>Artículo 1. Modifícase el artículo 19 de la Ley 191 de 1995 de la siguiente manera:</p> <p>“Artículo 19. En los departamentos y municipios ubicados en zonas de frontera, previo visto bueno del Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol tendrá la función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.</p> <p>En desarrollo de esta función, Ecopetrol se encargará de la distribución de combustibles en los territorios determinados, bien sea importando combustibles del país vecino o atendiendo el suministro con combustibles producidos en Colombia. El volumen máximo a distribuir por parte de Ecopetrol en cada municipio, será el establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, Ecopetrol podrá ceder o contratar, total o parcialmente, con los distribuidores mayoristas reconocidos y registrados como tales por el Ministerio de Minas y Energía o con terceros previamente aprobados y registrados por el Ministerio de Minas y Energía la importación, transporte, almacenamiento, distribución o venta de los combustibles. La operación de Ecopetrol se hará en forma rentable y que garantice la recuperación de los costos en que incurra.</p> <p>Los contratos de transporte de combustibles que celebre Ecopetrol con distribuidores mayoristas, con distribuidores minoristas, o con terceros registrados y autorizados para tales efectos por el Ministerio de Minas y Energía deberán establecer de manera expresa la obligación de los distribuidores y los terceros, de entregar el combustible directamente en cada estación de servicio o en las instalaciones de los grandes consumidores ubicados en las zonas de frontera, atendiendo los cupos asignados a los mismos por la autoridad competente.</p> <p>Los combustibles líquidos derivados del petróleo distribuidos por Ecopetrol en las</p>

zonas de frontera, directamente o a través de las cesiones o contrataciones que trata el inciso segundo de este artículo, estarán exentos de los impuestos de arancel, IVA e impuesto global.

Parágrafo 1. A partir de la entrada en vigencia de la presente ley, se entiende prohibida la celebración, ejecución y desarrollo de contratos de concesión para la distribución de combustibles en zonas de frontera y/o unidades especiales de desarrollo fronterizo, con terceros distintos a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol.

...**Parágrafo 5.** Prohíbese la producción, importación, comercialización, distribución, venta y consumo de la gasolina automotor con plomo en el territorio nacional, exceptuando la zona atendida actualmente por la refinería de Orito, Putumayo, previa reglamentación que hará el Gobierno.

Artículo 2. Modificase el parágrafo del artículo 58 de la Ley 223 de 1995 de la siguiente manera:

“**Parágrafo 1°.** Para todos los efectos de la presente ley se entiende por ACPM, el aceite combustible para motor, el diesel marino o fluvial, el marine diesel, el gas oil, intersol, diesel número 2, electrocombustible o cualquier destilado medio y/o aceites vinculantes, que por sus propiedades físico químicas al igual que por sus desempeños en motores de altas revoluciones, puedan ser usados como combustible automotor. Se exceptúan aquellos utilizados para generación eléctrica en Zonas No interconectadas, el turbocombustible de aviación y las mezclas del tipo IFO utilizadas para el funcionamiento de grandes naves marítimas.

Los combustibles utilizados en actividades de pesca y/o cabotaje en las costas colombianas y en las actividades marítimas desarrolladas por la Armada Nacional, propias del cuerpo de guardacostas, contempladas en el Decreto 1874 de 1979, estarán exentos del impuesto global. Para el control de esta operación, se establecerán cupos estrictos de consumo y su manejo será objeto de reglamentación por el Gobierno.

Igualmente, para todos los efectos de la presente Ley, se entiende por gasolina, la gasolina corriente, la gasolina extra, la nafta o cualquier otro combustible o líquido derivado del petróleo que se pueda utilizar como carburante en motores de combustión interna diseñados para ser utilizados con gasolina. Se exceptúan las gasolinas del tipo 100/130 utilizadas en aeronaves.”

Artículo 6. Modificase el inciso primero y el parágrafo del artículo 59 de la Ley 223 de 1995 de la siguiente manera:

“*Artículo 59. Base gravable y tarifa.* El impuesto global a la gasolina regular se liquidará y pagará a razón de quinientos tres pesos con sesenta y dos centavos (\$503.62) por galón. El del ACPM se liquidará y pagará a razón de trescientos treinta y tres pesos con setenta y nueve centavos (\$333.79) por galón. El de la gasolina extra se liquidará y pagará a razón de quinientos setenta y nueve pesos con diecisiete centavos (\$579.17) por galón.

Parágrafo. Los valores absolutos expresados en moneda nacional incluidos en el presente artículo, son pesos constantes de 2001 y se reajustarán el 1° de marzo de cada año, de conformidad con la meta de inflación que establezca el Banco de la República para el año correspondiente en el que se hace el ajuste”.

	<p>Artículo 8. Compensaciones. En el evento en que se presenten giros de lo no causado a favor de una entidad territorial, el responsable podrá descontar del monto futuro del impuesto, el equivalente a la sobretasa que no correspondió a tal entidad territorial.</p> <p>Artículo 13. El sistema de transporte por poliductos de propiedad de Ecopetrol se declara de acceso abierto a terceros. Igualmente se integran al sistema de transporte los poliductos Pozos Colorados-Galán y Buenaventura -Yumbo, los cuales también se declaran de acceso abierto. Ecopetrol garantizará el acceso a terceros al transporte de productos por el sistema de poliductos, con base en el principio de no discriminación. El Gobierno reglamentará lo dispuesto en este artículo.</p> <p>Artículo 15. La presente ley rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial; modifica el artículo 19 de la Ley 191 de 1995; modifica el parágrafo del artículo 58 de la Ley 223 de 1995; modifica el primer inciso y el parágrafo del artículo 59 de la Ley 223 de 1995, adiciona el artículo 118 de la Ley 488 de 1998; modifica el inciso 1° del artículo 124 y el artículo 129 de la Ley 488 de 1998; y deroga todas las normas que le sean contrarias en especial el artículo 100 de la Ley 488 de 1998, el artículo 46 de la Ley 383 de 1997 y el artículo 86 de la Ley 633 de 2000. (Documento 8)</p>
Ley No. 697 del 3 de Octubre de 2001	<p>Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 1. Declarase el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.</p> <p>Artículo 2. El Estado debe establecer las normas e infraestructura necesarias para el cabal cumplimiento de la presente ley, creando la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de proyectos concretos, URE, a corto, mediano y largo plazo, económica y ambientalmente viables asegurando el desarrollo sostenible, al tiempo que generen la conciencia URE y el conocimiento y utilización de formas alternativas de energía.</p> <p>Artículo 3. Definiciones. Para efectos de interpretar y aplicar la presente ley se entiende por</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. URE: Es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo incluyendo su reutilización cuando sea posible, buscando en todas y cada una de las actividades, de la cadena el desarrollo sostenible. 2. Uso eficiente de la energía: Es la utilización de la energía, de tal manera que se obtenga la mayor eficiencia energética, bien sea de una forma original de

energía y/o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad, vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

3. Desarrollo sostenible: Se entiende por desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

4. Aprovechamiento óptimo: Consiste en buscar la mayor relación beneficio-costos en todas las actividades que involucren el uso eficiente de la energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

5. Fuente energética: Todo elemento físico del cual podemos obtener energía, con el objeto de aprovecharla. Se dividen en fuentes energéticas convencionales y no convencionales.

6. Cadena Energética: Es el conjunto de todos los procesos y actividades tendientes al aprovechamiento de la energía que comienza con la fuente energética misma y se extiende hasta su uso final.

7. Eficiencia Energética: Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

8. Fuentes convencionales de energía: Para efectos de la presente ley son fuentes convencionales de energía aquellas utilizadas de forma intensiva y ampliamente comercializadas en el país.

9. Fuentes no convencionales de energía: Para efectos de la presente ley son fuentes no convencionales de energía, aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

10. Energía Solar: Llámese energía solar, a la energía transportada por las ondas electromagnéticas provenientes del sol.

11. Energía Eólica: Llámese energía eólica, a la energía que puede obtenerse de las corrientes de viento.

12. Geotérmica: Es la energía que puede obtenerse del calor del subsuelo terrestre.

13. Biomasa: Es cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis, así como de los procesos metabólicos de los organismos heterótrofos.

14. Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos: Es la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW.

Artículo 4. Entidad responsable. El Ministerio de Minas y Energía, será la entidad responsable de promover, organizar, asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley, y cuyo objetivo es:

1. Promover y asesorar los proyectos URE, presentados por personas naturales o jurídicas de derecho público o privado, de acuerdo con los lineamientos del

programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental.

2. Promover el uso de energías no convencionales dentro del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía no Convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad tecnológica, ambiental y económica.

Artículo 5. Creación de PROURE. Créase el Programa de Uso Racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales "PROURE", que diseñará el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto es aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética, esté cumpliendo permanentemente con los niveles mínimos de eficiencia energética y sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Artículo 6. Obligaciones especiales de las empresas de servicios públicos. Además de las obligaciones que se desprendan de programas particulares que se diseñen, las Empresas de Servicios Públicos que generen, suministren y comercialicen energía eléctrica y gas y realicen programas URE, tendrán la obligación especial dentro del contexto de esta ley, de realizar programas URE para los usuarios considerando el aspecto técnico y financiero del mismo y asesorar a sus usuarios para la implementación de los programas URE que deban realizar en cumplimiento de la presente ley.

Artículo 7. Estímulo y sanciones.

1. Para la investigación: El Gobierno Nacional propenderá por la creación de programas de investigación en el Uso Racional y Eficiente de la Energía a través de Colciencias, según lo establecido en la Ley 29 de 1990 y el Decreto 393 de 1991.

2. Para la educación: El Icetex beneficiará con el otorgamiento de préstamos a los estudiantes que quieran estudiar carreras o especializaciones orientados en forma específica a aplicación en el campo URE.

3. Reconocimiento Público: El Gobierno Nacional creará distinciones para personas naturales o jurídicas, que se destaquen en el ámbito nacional en aplicación del URE; las cuales se otorgarán anualmente. El Ministerio de Minas y Energía dará amplio despliegue a los galardonados en los medios de comunicación más importantes del país.

4. Generales: El Gobierno Nacional establecerá los incentivos e impondrá las sanciones, de acuerdo con el programa de uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales, de acuerdo a las normas legales vigentes.

Artículo 9. Promoción del uso de fuentes no convencionales de energía. El Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas.

Artículo 10. El Gobierno Nacional a través de los programas que se diseñen, incentivará y promoverá a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o

	<p>cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales, ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, orientados en forma específica a proyectos en el campo URE, de acuerdo a las normas legales vigentes. (Documento 9)</p>
<p>Ley No. 756 del 23 de Julio de 2002</p>	<p>Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 6. El párrafo del artículo 5o. de la Ley 141 de 1994 quedará así: "Parágrafo. La Comisión Nacional de Regalías asignará el quince punto cinco por ciento (15.5%) de los recaudos anuales del Fondo, para proyectos presentados por las entidades territoriales de acuerdo con lo establecido en esta ley y con los fines exclusivos que prescribe el artículo 361 de la Constitución Política, distribuidos así:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El uno punto cinco por ciento (1.5%) para el departamento de Córdoba hasta el año 2010 inclusive, para proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los respectivos planes de desarrollo de la entidad territorial. 2. El uno punto veinticinco por ciento (1.25%) a los municipios del área de influencia ambiental de las fábricas cementeras, repartidos proporcionalmente según el volumen de producción de cada una de ellas, con destino a la preservación del medio ambiente. 3. El uno por ciento (1%) a los municipios del área de influencia ambiental de las siderúrgicas y acerías, repartidas proporcionalmente según el volumen de producción de cada una de ellas, con destino a la preservación del medio ambiente. 4. En sustitución de las obligaciones estipuladas en los artículos 3o., 4o. y 5o. del Decreto 1246 de 1974, el dos punto setenta y cinco por ciento (2.75%) para los municipios donde se realizan procesos de refinación petroquímica de crudos y/o gas, repartidos proporcionalmente según su volumen, con destino a la preservación del medio ambiente y a la ejecución de las obras de desarrollo definidas en el artículo 15 de la Ley 141 de 1994. ... <p>Artículo 37. El párrafo 1o. del artículo 1o. de la Ley 141 de 1994 quedará así: Parágrafo. Durante los quince (15) años siguientes a la promulgación de la presente ley, el Fondo asignará el quince por ciento (15%) de sus recursos para financiar proyectos regionales de inversión en energización, que presenten las entidades territoriales y que estén definidos como prioritarios en los planes de desarrollo respectivo. De estos, el veinte por ciento (20%) se destinará a la financiación de proyectos regionales de inversión en infraestructura de distribución para la prestación del servicio público de gas combustible en los estratos 1 y 2. Cuando se trate de proyectos eléctricos los recursos podrán aplicarse a la generación, transporte, transformación, ampliación y remodelación de redes, mantenimiento, control y disminución de pérdidas de energía, distribuidos así:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Un cuarenta por ciento (40%) para zonas interconectadas. El ocho por ciento (8%) de estos recursos para financiar la ejecución de proyectos regionales hidroeléctricos en el Departamento de Santander, aprobados a través de su electrificadora, siempre y cuando estén incluidos en el plan nacional de expansión y definidos como prioritarios en los planes de desarrollo regional. El

	<p>excedente de estos recursos se destinará a electrificación rural, con prelación para aquellas zonas con menor cobertura en el servicio, hasta obtener una cobertura regional similar en todo el país, y</p> <p>2. Un cuarenta por ciento (40%) para zonas no interconectadas.</p> <p>El reglamento dispondrá los criterios de selección de los proyectos. En todo caso, la ejecución de estos proyectos requerirán la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, con base en los planes de desarrollo de las empresas del sector.</p> <p><i>(Documento 10)</i></p>
<p>Ley No. 812 del 3 de Octubre de 2003</p>	<p>Por la cual se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006, hacia un Estado comunitario.</p> <p>Artículo 8. Descripción de los principales programas de inversión. La descripción de los principales programas de inversión que el Gobierno Nacional espera ejecutar durante la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006, es la siguiente:</p> <p>...B. CRECIMIENTO ECONOMICO SOSTENIBLE Y GENERACION DE EMPLEO</p> <p>...2. Impulso a la exploración y explotación de hidrocarburos y minería</p> <p>El Gobierno promoverá la inversión privada nacional y extranjera en las actividades de exploración y perforación, a fin de incorporar cerca de 1.000 millones de barriles de petróleo en reservas durante el período 2002-2006. Para alcanzar esta meta se desarrollarán 10.000 kilómetros de exploración sísmica, se explorarán alrededor de 150 pozos y se suscribirán, en promedio, 20 contratos de asociación cada año.</p> <p>Se estudiarán nuevos esquemas contractuales en materia de hidrocarburos y se dará mayor importancia y celeridad a los contratos de producción incremental. Se buscará la racionalización y agilización del proceso de licenciamiento ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos. Todo ello con estricto cumplimiento de las normas aplicables sobre la materia.</p> <p>Se avanzará en la implementación del Plan Maestro de Cartagena con la mayor participación privada posible y con financiación parcial proveniente de la enajenación de inversiones no estratégicas de Ecopetrol. Se continuará con el programa de optimización de la refinería de Barrancabermeja, a fin de lograr estándares internacionales de eficiencia y tener como meta alcanzar el segundo cuartil en los indicadores Solomon de Refinación para el año 2005.</p> <p>En materia de gas se promoverán las exportaciones, aprovechando la ventaja geográfica y la disponibilidad de reservas en el país. Se incentivará la exploración de nuevas reservas.</p> <p>El desmonte de los subsidios a la gasolina y al ACPM será compensado con el impulso a 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.</p> <p>En el sector minero se implantará un sistema de información y se impulsará la descentralización del sector. Así mismo, se formalizará y aumentará la productividad en el sector con el apoyo al desarrollo de una cadena productiva. De la misma manera, Ecopetrol desarrollará su política de exploración y explotación de hidrocarburos.</p> <p>4. Servicios públicos domiciliarios</p>

Se continuará con la promoción de la participación del sector privado, los trabajadores y el sector solidario en los servicios públicos domiciliarios y se desarrollarán programas para fomentar la participación de los usuarios en el capital de las empresas a través de fondos de capitalización social.

Se impulsará la consolidación de los marcos regulatorios y el desarrollo de procesos de privatizaciones y concesiones en la construcción, operación y mantenimiento de infraestructura.

En energía eléctrica, se propenderá por mantener la oferta energética y se fortalecerá el mercado. Se establecerán medidas para aminorar la crisis del sector distribuidor y comercializador. Entre estas medidas se destacan el programa de normalización de redes en barrios subnormales junto con el fortalecimiento del marco reglamentario.

Se constituirán esquemas institucionales para garantizar la viabilidad en la prestación del servicio en las zonas no interconectadas a través del uso de energía renovable y alternativa, entre otras fuentes. Se promoverá la integración energética regional para energía eléctrica y gas natural, y GLP, donde esta sea posible y/o la construcción de pequeñas centrales de gas domiciliario, en las ciudades capitales de los departamentos no interconectados. También se definirá una política sectorial para dar solución a las empresas en crisis con miras a garantizar el servicio y minimizar las contingencias fiscales.

En cuanto a la actividad de generación, se fortalecerán las condiciones de competencia procurando la conformación de un nuevo agente generador estatal y se continuará la integración de las redes de transmisión eléctrica con Venezuela, Panamá y Ecuador para los intercambios comerciales de energía.

Se promoverán condiciones de largo plazo para la entrada de inversionistas en el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional.

En cuanto a las telecomunicaciones en zonas rurales y urbanas de bajos ingresos, se buscará masificar el uso de las tecnologías de la información e impulsar el desarrollo de mercados de comunicaciones competitivos. Con este fin, el Gobierno fortalecerá y desarrollará programas comunitarios dentro de las políticas de acceso y servicio universal, continuará el desarrollo de los programas de la Agenda de Conectividad coordinado por el Ministerio de Comunicaciones y fortalecerá el marco regulatorio e institucional del sector.

Se recuperará la red de transmisión nacional de televisión pública y se trabajará en la reestructuración institucional del sector público de radio y televisión.

En cuanto al agua potable y saneamiento básico, se establecerán medidas que permitan aumentar la eficiencia y calidad del servicio, se ajustará el esquema tarifario y de subsidios para que incentive la inversión, se permita la recuperación de los costos, se evite el traslado de ineficiencias a los usuarios y se generen incentivos para la inversión en esquemas regionales.

Se incentivará el buen uso de los recursos locales y se apoyará el desarrollo de los planes de gestión integral y disposición final de residuos sólidos y masificación de acueductos y alcantarillados.

Con el propósito de mejorar la prestación de los servicios públicos y mantener la equidad del sistema económico, todo pago correspondiente al cargo variable en el servicio de energía, acueducto, recolección de basuras y telefonía, se hará exclusivamente con base en el consumo del usuario, siempre que sea técnicamente medible de esta forma. En el caso de la telefonía, se utilizará cualquiera de los métodos de tasación recomendados por la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT), organismo internacional del cual hace parte el Estado en virtud de la Ley 252 de 1995.

Los cargos por consumo en telefonía móvil se tarificarán entre otros, por unidades de tiempo de segundos o por el sistema de minuto o fracción de minuto.

Artículo 61. Cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo. El artículo 2º de la Ley 39 de 1987 quedará así:

“Artículo 2º. Los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, con la excepción del gas licuado de petróleo, solamente serán el Refinador, el Importador, el Almacenador, el Distribuidor Mayorista, el transportador, el Distribuidor Minorista y el Gran Consumidor.”

Artículo 62. Subsidios en las Zonas No Interconectadas. Los subsidios destinados a las Zonas no Interconectadas (ZNI) podrán ser utilizados tanto para inversión como para cubrir los costos del combustible requerido por las plantas de generación eléctrica en estas zonas. El Gobierno Nacional establecerá una metodología de asignación de dichos recursos que concertará las iniciativas de la empresa beneficiada.

Parágrafo. Una vez un municipio sea interconectado al sistema Eléctrico Nacional o Internacional, el cincuenta por ciento (50%) del subsidio que le correspondía pasará de manera automática a la municipalidad no interconectada del mismo departamento que le siga en población en su cabecera municipal, y que a su vez preste el servicio de energía eléctrica con plantas o electrógenos alimentados por combustible. El gobierno hará la reglamentación de esta materia a más tardar dentro de los tres (3) meses siguientes a la expedición de la presente ley.

Artículo 63. Programa de normalización de redes eléctricas. El Gobierno Nacional desarrollará un programa de normalización de redes eléctricas cuyos objetivos serán la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional.

El programa será financiado con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, creado por la Ley 788 de 2002, en un porcentaje de su recaudo hasta un veinte por ciento (20%).

Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica participarán en los programas de normalización con recursos económicos, elaborando los diseños y proyectos respectivos y brindando asistencia técnica permanente y suministrando mano de obra. El término para la ejecución del programa de normalización de redes eléctricas en ningún caso podrá ser superior a la vigencia de la presente ley.

Parágrafo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas adoptará los cambios necesarios en la regulación a partir de la vigencia de la presente ley, para que la contribución de que trata el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, sea incorporada a los cargos por uso del sistema de transmisión nacional.

Artículo 64. Esquemas diferenciales de prestación de los servicios públicos domiciliarios. De acuerdo con el principio de neutralidad establecido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, las Comisiones de Regulación desarrollarán, en un término de seis (6) meses a partir de la vigencia de esta ley, la regulación necesaria para incluir esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del

servicio en las zonas no interconectadas, territorios insulares, barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo, y comunidades de difícil gestión. Se podrán desarrollar esquemas de medición y facturación comunitaria, utilizar proyecciones de consumos para facturación, esquemas de pagos anticipados del servicio, y períodos flexibles de facturación.

Parágrafo 1. El Gobierno Nacional, en un plazo de nueve (9) meses a partir de la vigencia de esta ley, definirá barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo y comunidades de difícil gestión.

Parágrafo 2. Cuando la situación del mercado lo haga recomendable, el gobierno podrá autorizar el uso de sistemas de pago anticipado o prepago de servicios públicos domiciliarios los cuales podrán incluir una disminución en el costo de comercialización, componente C, de la energía facturada a cada usuario. Las Comisiones Reguladoras respectivas procederán a reglamentar la materia en un plazo no superior de seis (6) meses a partir de la fecha de vigencia de la presente ley.

Artículo 65. Comercialización de energía eléctrica, gas natural y aseo. Las empresas comercializadoras de energía eléctrica, gas combustible y aseo que atienden usuarios regulados residenciales y/o no residenciales, y aquellas que lo hagan en el futuro, deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3. El Gobierno Nacional reglamentará el cumplimiento de lo previsto en el presente artículo para que los comercializadores puedan prestar el servicio.

Parágrafo. El Gobierno Nacional en un plazo de seis (6) meses a partir de la vigencia de esta ley, reglamentará lo dispuesto en este artículo en aras de proteger el mercado y asegurar la prestación del servicio.

Artículo 66. Saneamiento Financiero de Empresas Prestadoras de Servicios Públicos. Con el fin de proveer el saneamiento económico y financiero de empresas estatales prestadoras de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, que a la fecha de expedición de la presente ley tengan obligaciones resultantes de garantías otorgadas por la Financiera Energética Nacional, FEN y que se hayan derivado de proyectos de generación de energía, dichas obligaciones podrán contar en su totalidad con la contragarantía de la Nación, siempre y cuando se suscriba un convenio de desempeño que garantice la viabilidad financiera de la empresa, y el Ministerio de Minas y Energía y el Confis hayan determinado que existen razones de conveniencia económica y financiera para ello. El incumplimiento del convenio dará lugar a la aplicación de la cláusula aceleratoria en el crédito original.

La entidad estatal beneficiaria de esta operación entregará a cambio a la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público, activos de su propiedad y/o acciones de la empresa.

Artículo 111. Sistemas Integrados de Transporte Masivo. En cumplimiento de los compromisos adquiridos, el Gobierno Nacional continuará cofinanciando o participando con aportes de capital en dinero o en especie, dentro de los porcentajes establecidos en el inciso 1º del artículo 2º de la Ley 310 de 1996, los sistemas de transporte masivo basados en buses articulados de Bogotá (TransMilenio) y Santiago de Cali (Metrocali).

La Nación participará con recursos en el desarrollo de nuevos sistemas integrados de transporte masivo, basados en buses de alta capacidad (100

	<p>pasajeros o más), en las respectivas entidades territoriales, distritos y áreas metropolitanas de Pereira-Dosquebradas, Soacha, Barranquilla, Cartagena, Bucaramanga, Ibagué y Valle de Aburrá, e impulsará la utilización de combustibles alternos de bajo nivel contaminante como el gas en los futuros vehículos de transporte público. Las autorizaciones de las asambleas y concejos para la realización de estos proyectos, se entienden incorporadas dentro de los respectivos planes de desarrollo. Se incluirá el Sistema de Transporte Masivo para Cúcuta y su área metropolitana en la medida en que se compruebe su pertinencia técnica y se tengan los recursos fiscales tanto de la Nación como de las entidades territoriales respectivas.</p> <p>No se debe restringir la tecnología de los sistemas de transporte masivo a los buses articulados. Dependiendo de las características de cada ciudad se podría establecer tecnologías diferentes...</p> <p><i>(Documento 11)</i></p>
Ley No. 887 del 18 de Junio de 2004	<p>Por la cual se modifica el artículo 15 de la Ley 401 de 1997.</p> <p>Artículo 1. El Fondo Especial para el manejo de los recursos provenientes de la Cuota de Fomento de que trata el artículo 15 de la Ley 401 de 1997 será administrado por la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás.</p> <p>Parágrafo. La contraprestación por la administración del Fondo Especial será como máximo del dos por ciento (2%) calculado sobre el recaudo de la cuota de fomento del año inmediatamente anterior.</p> <p>Artículo 2. La presente ley rige a partir de la fecha de su promulgación y deroga en lo pertinente las previsiones que sean contrarias del artículo 15 de la Ley 401 de 1997.</p> <p><i>(Documento 12)</i></p>

1.3.2 No Vigentes

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
Ley No. 188 del 2 de Junio de 1995	<p>Plan Nacional de Desarrollo e Inversiones 1995 – 1998</p> <p>Artículo 20. La descripción de los principales programas y subprogramas que el Gobierno Nacional espera ejecutar en la vigencia del Plan Nacional de Inversiones 1995-1998 es la siguiente:</p> <p>... CAPITULO 6: COMPETITIVIDAD PARA LA INTERNACIONALIZACION</p> <p>... V. LA POLITICA DE MODERNIZACION INDUSTRIAL</p> <p>El desarrollo industrial ha demostrado ser el motor fundamental de crecimiento de las economías en desarrollo que han basado su expansión en una inserción dinámica en la economía mundial. Sus virtudes son ampliamente conocidas: es un canal fundamental de generación y transmisión de cambio técnico; es un poderoso generador de externalidades hacia otros sectores de la economía; está sujeto a economías de escala estáticas y dinámicas que se traducen en aumentos en productividad; y, por último, enfrenta mercados mundiales amplios y más dinámicos que aquellos característicos de las materias primas.</p>

En el caso colombiano, la industrialización fue un poderoso motor de desarrollo económico entre la década del treinta y mediados de los años setenta. Desde entonces, el sector industrial ha mostrado un anquilosamiento estructural, que se ha reflejado en el estancamiento del coeficiente de industrialización. Como resultado de ello, la industria manufacturera se caracteriza todavía por el predominio de ramas productivas maduras con tecnologías estandarizadas. El escaso desarrollo que han tenido las ramas productoras de bienes de capital se ha concentrado en los bienes menos intensivos en tecnología. La estructura exportadora industrial, aunque dominada por sectores intensivos en recursos naturales y mano de obra no calificada, tiene también algunas industrias estandarizadas intensivas en capital.

El rápido aumento del coeficiente de exportaciones, que sustentó un importante proceso de recuperación industrial desde mediados de los ochenta, se interrumpió en 1991. En contra de todas las expectativas que había generado el proceso de apertura, el desempeño del sector, aunque positivo, se centró desde entonces en el mercado interno, gracias al fuerte crecimiento de la demanda generada por el auge de la construcción y, en menor medida, al espectacular crecimiento de la demanda de vehículos. El estancamiento de las exportaciones y la competencia de importaciones masivas en condiciones distorsionadas de precios y el contrabando han afectado negativamente algunas industrias tradicionales, en muchas de las cuales el país había demostrado en el pasado ventajas competitivas.

La política industrial del cuatrienio buscará, por lo tanto, sentar las bases para una nueva etapa de la industrialización en Colombia, basada en la penetración creciente en los mercados internacionales, la ampliación progresiva de la demanda interna y la incorporación de mayores contenidos tecnológicos en los procesos productivos. Esta política tiene como eje las acciones en materia tecnológica. Involucra también acciones estratégicas para el desarrollo industrial y una política de promoción de la competencia. Su instrumento básico de acción serán los acuerdos sectoriales de competitividad.

...C. Promoción de la competencia

El Gobierno, a través de la Superintendencia de Industria y Comercio, empleará los mecanismos existentes en la Ley 155 de 1959 y el Decreto 2153 de 1992 para evitar el abuso de posiciones dominantes en el mercado. Se armonizarán las políticas que en materia de promoción de la competencia lleva a cabo la Superintendencia con aquellas que desarrollan las Comisiones Reguladoras de Energía y Gas, Telecomunicaciones y Agua Potable. Finalmente, el Gobierno analizará la conveniencia de promover una nueva norma legal que transforme las existentes en un verdadero Estatuto de Promoción de la Competencia como aquellos que han desarrollado otros países.

...VI. INFRAESTRUCTURA PARA LA COMPETITIVIDAD

La competitividad y el ritmo de expansión de las actividades están limitados con frecuencia por deficiencias en la infraestructura física del país en materia de transporte, suministro de energía y comunicaciones. Según vimos en el Capítulo 2, Colombia presenta un atraso sustancial en comparación con otros países de similar nivel de desarrollo en cuanto a densidad, especificaciones y mantenimiento de la red de transporte y suministro de algunos energéticos como

el gas. Registra también un considerable atraso tecnológico e ineficiencias en el manejo del transporte por contenedores y a granel, los servicios portuarios, la seguridad aérea, el desarrollo de la telefonía celular y los servicios de valor agregado en las comunicaciones, y en el uso educativo y cultural de la radio y la televisión. Estudios internacionales recientes demuestran que la superación de estas restricciones es pieza clave de la política de competitividad, ya que la productividad y rentabilidad de la inversión privada están asociadas al acervo y calidad de la infraestructura existente y de los servicios que de ellos se derivan.

El reto de la presente administración es, por lo tanto, el de aumentar y modernizar la infraestructura del país, reducir al mismo tiempo las ineficiencias actuales en la prestación de servicios de transporte, energía y comunicaciones, y garantizar la viabilidad financiera, administrativa y física del sistema a largo plazo. Este gran esfuerzo exige el concurso del sector privado, tanto en la realización de nuevas inversiones como en la provisión de servicios, en un marco de competencia que proteja a los usuarios. El plan de infraestructura contempla, por lo tanto, acciones orientadas a: 1 aumentar los recursos de inversión, públicos y privados, destinados al desarrollo de la infraestructura del país; 2 incrementar la eficiencia operativa del sistema, mediante una mejor administración de las entidades estatales que desarrollan la infraestructura y prestan servicios asociados a ella, la descentralización de responsabilidades y el diseño de reglas claras para la participación privada; y 3 a consolidar un marco regulatorio que proteja a los usuarios y garantice un sistema tarifario eficiente, que refleje, a la vez, los costos de la prestación de los servicios en todos los sectores. Dichas acciones se realizarán dentro del marco que garantice la sostenibilidad y el cumplimiento de las normas ambientales.

...A... 6. Transporte urbano

Las principales ciudades del país presentan graves problemas en el funcionamiento del sistema de transporte urbano, lo cual se refleja en la congestión del tráfico, el incremento en los tiempos de viaje y la creciente contaminación ambiental. Dicho sistema está afectado, además, por las escasas inversiones en expansión⁹. y por el mal estado de las vías, que genera importantes sobrecostos a los usuarios¹⁰. En Bogotá, donde se concentra el 33% del tráfico urbano, se presenta el peor estado de la malla vial del país, ya que sólo un 8% de ella se encuentra en óptimo estado. Por último, el nivel de emisiones de tóxicos y partículas es alto y no existe ningún mecanismo de control a éstas, con el consiguiente perjuicio a la salud de los ciudadanos.

Para mejorar el estado de la infraestructura vial, la nación apoyará el diseño de una política de mantenimiento y la expansión de la malla vial a través del Fondo de cofinanciación de infraestructura urbana. Para optimizar la operación del sistema integrado de transporte, promoverá la implantación de diversas tecnologías como las vías exclusivas para buses (Troncales) y la creación de un sistema de asignación de rutas y de operación de la totalidad del sistema.

Para el caso de Bogotá, se requiere de acciones conjuntas en los aspectos de infraestructura, institucional y de política sectorial, entre las cuales se ha previsto la implantación del sistema de transporte masivo para Bogotá. Estas acciones se enmarcan en la concepción de un Sistema Integrado, constituido por las vías exclusivas para buses, el sistema de buses de servicio público colectivo, los sistemas de vehículos no motorizados y el metro, dependiendo de las

evaluaciones que al respecto realice la administración distrital. Con este propósito, el Gobierno nacional y la administración distrital apoyarán técnica y financieramente los estudios de demanda, factibilidad y diseño del sistema integrado de transporte. El Gobierno respaldará igualmente los programas de transporte masivo de Cali.

Por último, se incentivará la utilización de combustibles más apropiados para el transporte de pasajeros, a través de la adecuación de los vehículos de transporte para la utilización de gas natural comprimido (GNC), para lo cual se promoverán líneas de crédito de fomento. Adicionalmente, los vehículos que se utilicen en las troncales y en las vías exclusivas de buses deberán contar con la tecnología más apropiada para el transporte de pasajeros, deberán estar adaptados gradualmente para el consumo de gas como combustible y deberán estar dotados de convertidores catalíticos para reducir las emisiones.

B. Energía

En los últimos años, se lograron avances significativos en el desarrollo del régimen legal y regulatorio, el saneamiento financiero y el ordenamiento institucional del sector energético. A pesar de lo anterior, aún persisten importantes problemas, que se concentran en la inadecuada composición en la oferta de recursos energéticos, la ineficiencia en su uso, las distorsiones de sus precios, las limitaciones en la infraestructura de producción y transporte, y vacíos en los esquemas institucionales, regulatorios y financieros.

En el subsector eléctrico, es necesario continuar con las acciones tendientes a corregir la inadecuada concentración de la demanda de energía eléctrica en el sector residencial, la excesiva dependencia en los recursos hidroeléctricos, las distorsiones en el esquema tarifario, los altos niveles de pérdidas de energía, y las deficiencias en la gestión empresarial, especialmente en las empresas de distribución. Además, se requiere consolidar el futuro esquema comercial de electricidad, en el cual la separación de actividades de generación y transmisión en ISA constituye un aspecto fundamental.

En hidrocarburos, se presentan importantes limitaciones en la infraestructura de transporte, almacenamiento y refinación, una disminución inconveniente en las actividades exploratorias, y un esquema institucional que no facilita el desarrollo adecuado del subsector de gas y de las diferentes actividades asociadas al subsector petrolero.

La política sectorial estará orientada, por lo tanto, a racionalizar el uso de los energéticos, garantizar una oferta confiable y eficiente de los mismos, reducir sus costos, aumentar la cobertura, proteger a los usuarios e incrementar la contribución de las exportaciones a la economía del país.

El logro de estos objetivos, supone la consolidación de una política energética integral que incluye: (a) la sostenibilidad ambiental, técnica, financiera y administrativa del sector; (b) incentivos al uso racional de los recursos energéticos, mediante sistemas apropiados de distribución y la aplicación de esquemas tarifarios y de precios que reflejen los costos de producción, transporte, y distribución; (c) un marco institucional, legal y regulatorio apropiado y un sistema de información que permita a los diferentes agentes actuar en un

mercado libre, al tiempo que proteja a los usuarios de actividades monopólicas e incentive la eficiencia a través de la competencia; y (d) el fomento al desarrollo científico y tecnológico, especialmente en las áreas de planeamiento energético integrado, formación de recursos humanos, desarrollo de nuevos combustibles, nuevas tecnologías de conversión y normas de calidad.

En el marco de la política de racionalización en el uso de energéticos, se fomentará el ahorro en el consumo, la promoción de gas como combustible de uso doméstico en zonas rurales y urbanas, y la penetración del gas como combustible en el transporte. En el sector eléctrico se promoverán programas para el manejo de la curva de demanda del sistema y la cogeneración en el sector industrial. Adicionalmente, se impulsarán programas para incentivar el uso de energías no convencionales.

1. Electricidad

El desarrollo de la infraestructura sectorial, contempla: (a) la reducción de la vulnerabilidad del sistema de generación-transmisión, mediante el incremento del componente de generación térmica y la consolidación de la red nacional de interconexión a 500 KV; (b) la reducción de pérdidas de energía y mejoramiento de la calidad, reforzando los sistemas de subtransmisión y distribución de las empresas; y (c) la extensión de la cobertura del servicio al sector rural, barrios marginales y zonas no interconectadas. De esta forma, de acuerdo con los cronogramas de ejecución de obra previstos por el Ministerio de Minas y Energía y con las acciones contempladas para el manejo de la demanda, la estrategia de suministro de energía eléctrica asegura el cubrimiento de los requerimientos de los próximos años.

Para finales de 1998, las obras de infraestructura sectorial incluyen la disponibilidad adicional cercana a los 1290 MW térmicos en el sistema de generación, que equivale a un incremento del 12,8% de la capacidad del sistema, alcanzando una participación del parque térmico del 30% de la capacidad total instalada, con una combinación adecuada de recursos de carbón y gas; la construcción de 1.100 km de líneas de 230/500 KV en la red nacional de transmisión, al pasar de 4.180 a 5.280 kms; y la instalación de 1.650 MVA de nueva capacidad de transformación. En cuanto al sistema de distribución se contempla extender el servicio a más de 700.000 nuevos usuarios, con lo cual la cobertura del servicio de energía eléctrica será del orden de 6.7 millones de usuarios en 1998, lo cual equivale a una cobertura superior al 90%. Los recursos necesarios para estos desarrollos se estiman en \$4.41 billones de pesos, de los cuales un 23% estarán representados por inversiones privadas, principalmente en generación; gracias a ello, la inversión pública en el sector no variará significativamente como proporción del PIB.

El nuevo esquema regulatorio e institucional del sector promoverá la separación de actividades de generación y distribución, la expansión de la generación con una participación activa del sector privado, la libre competencia y un esquema de precios que permita la sostenibilidad financiera del sector. Para garantizar que la política tarifaria no afecte a los consumidores de bajos ingresos, se pondrá en marcha el sistema de subsidios establecidos por las Leyes Eléctrica y de Servicios Públicos.

Una mejora sustancial en la gestión empresarial se logrará mediante la

suscripción de acuerdos de productividad con cada una de las empresas. Tales acuerdos contendrán indicadores de eficiencia, productividad y atención a los usuarios. El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, realizará un estrecho seguimiento que permita corregir en muy breve plazo cualquier deficiencia.

El esquema institucional se complementa con la conformación de dos empresas a partir de ISA. Una de ellas estará dedicada a la transmisión y al manejo del centro de control, para asegurar de esta manera la administración de la interconexión nacional en una sola entidad estatal. Con los activos de generación se conformará una “holding”, con miras a incentivar la rápida introducción de competencia real en este campo y facilitar la vinculación de capital privado...

... 3. Gas

El cubrimiento del servicio de gas domiciliario se extenderá a cerca de 1.200 mil nuevos suscriptores, para llegar a atender 1.9 millones en 1998. Para tal efecto, la producción de gas se incrementará de 450 MPCD por año en 1995 a 644 MPCD en 1998. Las inversiones necesarias durante los próximos cuatro años, por poco más de \$1.8 billones de pesos, serán realizadas casi en su totalidad por el sector privado, e incluyen entre otras las inversiones necesarias para la consolidación del sistema de gasoductos, la exploración y explotación de los yacimientos de Opón y Volcaneras, y la construcción de la segunda plataforma de Chuchupa.

Dentro de los programas de uso racional de energía, se incentivará la sustitución de gasolina y diesel por GNC (gas natural comprimido) y GLP (propano) en el sector transporte. De otra parte, para atender los problemas de suministro de energéticos en el sector rural, se impulsará un programa de distribución rural de gas propano, que se complementará con fuentes alternativas de energía y briquetas de carbón.

Los desarrollos anteriores exigen un proceso de reordenamiento institucional, que incluye la separación del manejo del gas de Ecopetrol, mediante la creación de una empresa de dedicación exclusiva a la construcción y operación de gasoductos, Ecogas, el otorgamiento y contratación de las áreas necesarias para distribución, la implantación de contratos firmes de suministro de gas a plantas termoeléctricas y el desarrollo del régimen regulatorio sectorial.

... CAPÍTULO 7: DESARROLLO SOSTENIBLE

I. OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS

El objetivo de la política ambiental del Salto Social es avanzar gradualmente hacia el desarrollo humano sostenible. Este se entiende como la ampliación de las oportunidades y capacidades de la población, a través de la formación de capital social, para satisfacer en forma cada vez más equitativa las necesidades de las generaciones presentes, mediante un manejo prudente del patrimonio natural, para mantener abiertas al mismo tiempo las opciones de bienestar para las generaciones futuras. La política se orientará al mantenimiento de la renovabilidad de los recursos, la reorientación de su utilización económica y la conservación de la diversidad étnica y cultural de la nación.

Los principios y criterios de la política ambiental, consideran el ambiente como el

factor básico del desarrollo humano y de su sostenibilidad. El objetivo de un desarrollo humano sostenible obliga a tener consideraciones ambientales en las políticas de crecimiento urbano, industrial, agrario, de población, asentamientos humanos y expansión urbana, comercio exterior y relaciones internacionales, entre otras.

La política ambiental se desarrollará con base en cuatro objetivos básicos: promover una nueva cultura del desarrollo, mejorar la calidad de vida, adelantar una gestión ambiental sostenible e impulsar la producción limpia.

La promoción de una Nueva cultura del desarrollo tiene como base los principios del desarrollo humano sostenible e integra la formación de valores sobre la conservación de los recursos naturales, la calidad del entorno, el desarrollo de patrones apropiados de poblamiento, de sistemas de consumo y de tecnologías ambientalmente sanas.

... II. ÁREAS DE ACCIÓN Y PROGRAMAS

Para avanzar hacia el desarrollo humano sostenible, se llevará a cabo un Plan de Acción orientado a promover una nueva cultura del desarrollo, mejorar la calidad de vida, promover la producción limpia y lograr una gestión ambiental sostenible. Las acciones se agrupan en dos frentes: acciones de mejoramiento ambiental y acciones instrumentales.

A. Acciones de mejoramiento ambiental

Los programas que se emprenderán en el mejoramiento ambiental son: la protección de ecosistemas estratégicos, mejor agua, mares y costas limpias, más bosques, mejores ciudades y poblaciones, hacia una producción limpia y una política poblacional.

... El Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol promoverán programas ambientales en el sector de hidrocarburos y gas, para lo cual reestructurarán y fortalecerán los que actualmente adelantan al buscar reducir los impactos ambientales de todas las etapas de la producción petrolera. Se pondrá fuera de operación la planta de producción de alquilos.

La política del Sector Transporte se dirigirá a incentivar la utilización de combustibles más limpios y de sistemas de control de la contaminación atmosférica, en especial se dará prioridad a la reglamentación de los niveles de emisión por fuentes móviles, incluyendo altos niveles de exigencia en las normas, en forma tal que, se exija el uso de convertidores catalíticos en vehículos nuevos. El Ministerio del Medio Ambiente colaborará con las autoridades municipales y nacionales responsables del tránsito y transporte, en la formulación de políticas de transporte urbano que minimicen los efectos contaminantes e incentiven el uso de sistemas de transporte masivo. Se continuará con los programas de reformulación de la gasolina con aditivos oxigenados y se llevarán a cabo estudios de factibilidad económica y ambiental sobre desulfurización de la gasolina.

La política para el Sector Minero se dirigirá a disminuir los impactos ambientales actuales de la minería focalizándose en las áreas más críticas. Se formularán planes de restauración y control de los impactos negativos de esta actividad que

	<p>incluyan la regulación directa con mecanismos de control, seguimiento y monitoreo. Los Ministerios del Medio Ambiente y de Minas y Energía formularán diagnósticos ambientales y planes de ordenamiento ambiental de la actividad minera. Ecocarbón, Mineralco y otras instituciones del sector minero ejecutarán el Programa de atención a los problemas ambientales en la pequeña y mediana minería, con el objeto de mejorar la calidad de vida de los trabajadores de las minas.</p> <p>En el Sector Industrial la gestión ambiental se dirigirá al establecimiento de instrumentos que promuevan la reconversión industrial y la optimización de prácticas productivas con miras a obtener procesos eficientes que minimicen la generación de residuos. En esta dirección, el gobierno estimulará la importación, divulgación y transferencia de estas tecnologías limpias y apoyará la adopción, por parte del sector manufacturero, de códigos de conducta voluntarios para la protección ambiental. Las corporaciones autónomas regionales prepararán planes de acción para identificar los principales problemas de contaminación de origen industrial en su región al proponer planes de control ambiental para reducir su impacto. Se establecerá un Centro de Tecnologías Limpias y se apoyarán las Empresas Comunitarias de reciclaje de lubricantes usados y otros materiales residuales...</p> <p><i>(Documento 13)</i></p>
<p>Ley No. 508 del 29 de Julio de 1999</p>	<p>Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo para los años de 1999-2002.</p> <p>Artículo 4. Descripción de los principales programas de inversión. La descripción de los principales programas y subprogramas que el Gobierno Nacional espera ejecutar en la vigencia del Plan Nacional de Inversiones 1999-2002 es la siguiente:</p> <p>...14. Infraestructura ...14.2 Minas y energía 14.2.1 Electricidad</p> <p>Las acciones del Gobierno Nacional en el sector eléctrico están orientadas a consolidar el marco regulatorio existente, fomentar la participación de nuevos agentes en el mercado, incrementar la cobertura de energía en zonas rurales – con énfasis en los nuevos departamentos– y solucionar los problemas de administración de las empresas estatales que amenacen la integralidad física del sistema.</p> <p>14.2.1.1 Generación eléctrica</p> <p>Con el fin de incrementar la confiabilidad y solidez del sistema, se espera aumentar la capacidad instalada, a través de recursos hídricos y térmicos a un total de 14.389 MW en el año 2000.</p> <p>Además de los proyectos previstos para entrar en operación en el 2002, se considerará la realización de otros proyectos que entrarán a reforzar la generación futura del país, dando preferencia al desarrollo de aquellos proyectos hidroeléctricos, térmicos y geotérmicos que sean de mínima afectación ambiental, viables financieramente, económicamente competitivos y que por su localización se conviertan en polo de desarrollo de las regiones más deprimidas. En especial, se dará preferencia a aquellos proyectos que permitan viabilizar los</p>

propósitos de desarrollo regional y nacional previstos en el Programa de Bosques del Plan Nacional de Desarrollo.

14.2.1.2 Transmisión eléctrica

Con el objetivo que el sector de la transmisión opere bajo condiciones de competencia, y se aseguren las obras de transmisión de forma tal que se garantice calidad, continuidad y seguridad, minimizando el sobrecosto operativo por las restricciones y pérdidas por el sistema, se iniciarán convocatorias públicas para el diseño, operación y construcción de las mismas. Para el año 2002 se tendrán 1.931 Km de líneas de transmisión adicionales.

14.2.1.3 Uso racional y eficiente de la energía

El objetivo de las políticas gubernamentales en materia de uso racional y eficiente de la energía está encaminado a lograr la eficiencia en el consumo energético en el país, sustituir las fuentes de energía eléctrica no adecuadas al uso final y optimizar la conversión de energéticos, para lo cual se fortalecerá el programa de sustitución de gasolina por gas combustible en transporte vehicular, se crearán las facilidades financieras, tecnológicas y regulatorias para aprovechar el potencial de cogeneración y se desarrollarán metodologías de ahorro en los subsectores más representativos de la industria.

14.2.1.4 Zonas No Interconectadas, ZNI

Corresponden a aquellas áreas del país que no reciben servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se establecerá un Plan de Energización en las ZNI, acorde con las necesidades y potencial energético de las regiones y se incrementará la cobertura en zonas rurales y aisladas. Finalmente se implementará y consolidará un esquema apropiado que aporte soluciones energéticas integrales y en lo posible autosostenibles para las ZNI.

14.2.1.5 Subsidios

Se extiende el período de desmonte de los subsidios superiores a los autorizados por la Ley 142 de 1994 (extralegales), para el servicio público de energía y se instrumentarán operativa y financieramente los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos para energía y gas, lo cual permitirá incrementar la cobertura de los servicios y mejorar la calidad de vida de los habitantes.

...14.2.2 Petróleo

...14.2.2.4 Gas

14.2.2.4.1 Transporte de gas

Se concentrará en la ampliación de la capacidad de transporte de la red troncal de gas, principalmente en el gasoducto Ballena-Barrancabermeja, con lo cual se cumple con las necesidades del mercado. Adicionalmente, se ejecutarán programas de adecuación y mantenimiento de los gasoductos existentes.

14.2.2.4.2 Almacenamiento subterráneo

Con el objeto de reducir la vulnerabilidad del sistema troncal de transporte de gas se desarrollará este proyecto, que permitirá incrementar la confiabilidad de suministro a todos los agentes del sector.

14.2.2.4.3 Refinación

Se llevará a cabo inversiones en las refinerías de Ecopetrol con el fin de mitigar su impacto ambiental e incrementar su productividad...

Artículo 6º. Principales proyectos de inversión. Los principales proyectos de inversión del Plan Nacional de Inversiones Públicas 1999-2002 son los siguientes:

... Otros proyectos

Los principales proyectos de carácter regional y que podrán acceder, entre otros, a recursos del Fondo Nacional de Regalías son los siguientes:

... - Construcción de una planta de almacenamiento de gas en el municipio de Puerto Inírida departamento del Guainía...

Artículo 72. Destinación de los recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías. El parágrafo 2 del artículo 1 de la Ley 141 de 1994, quedará así:

"Parágrafo 2º. El total de los recursos propios del Fondo Nacional de Regalías, incluyendo los excedentes financieros y los reaforos que se produzcan, una vez descontadas las asignaciones contempladas en el artículo 1º, parágrafo 1º, artículo 5º, parágrafo; artículo 8º, numeral 8, que se elevará al uno (1%) por ciento y artículo 30 de la presente ley, se destinará a la promoción de la minería, a la preservación del medio ambiente y a la financiación de proyectos regionales de inversión, incluyendo los de la red vial, secundaria y terciaria, aplicando los siguientes parámetros porcentuales como mínimo:

20% para el fomento de la minería.

20% para la preservación del medio ambiente.

59% para la financiación de proyectos regionales de inversión, incluyendo los de la red vial, secundaria y terciaria, y los proyectos fluviales y aeroportuarios, definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales. De este porcentaje, no menos del ochenta (80%) por ciento deberá destinarse, para financiar los proyectos de carácter regional de recuperación, construcción o terminación de la red vial secundaria y terciaria. Los proyectos de carácter regional serán aquellos que beneficien a agrupaciones de municipios de diferentes departamentos o de un mismo departamento.

Del ochenta (80%) por ciento se exceptúan los departamentos de la Orinoquia y Amazonia, los cuales podrán desarrollar programas de masificación de gas y proyectos de saneamiento básico prioritariamente".

Artículo 78. Transición de los subsidios en el sector eléctrico. El período de transición para que las empresas que prestan el servicio público de energía eléctrica alcancen los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 en materia de subsidios, en ningún caso podrá exceder del 31 de diciembre del año 2002. La Comisión de Regulación de Energía y Gas reglamentará la materia.

En todo caso, se mantendrán los subsidios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, una vez superado el período de transición aquí establecido.

Artículo 79. Aplicación y cálculo de la contribución de solidaridad. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, una vez entre en vigencia la presente ley, exigirá a todas las empresas prestadoras de los servicios públicos, de energía eléctrica, el cobro del factor de contribución de solidaridad como un porcentaje del Costo Unico Nacional Unitario de Prestación del Servicio para cada nivel de tensión.

El programa de desmote de la contribución de solidaridad que pagan los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial e industrial regulados y no regulados, para llevarla a los límites establecidos en la Ley 142 de 1994, se extenderá hasta el año 2005. El factor de la contribución de solidaridad, a cobrar a los usuarios del servicio de energía eléctrica perteneciente al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial e industrial regulados y no regulados, será la que se está cobrando a la expedición de la presente ley, sin que en ningún caso supere el veinticinco (25%) por ciento y disminuirá al nivel establecido en la Ley 142 de 1994 el 31 de diciembre del año 2005.

Las contribuciones se usarán para el pago de los subsidios que se apliquen a partir de la vigencia de la presente ley, y de los subsidios aplicados a partir del 1° de enero de 1998 para el servicio público de energía eléctrica, y a partir del 1° de enero de 1997 para el servicio público de gas distribuido por red física, siempre y cuando las respectivas conciliaciones hayan sido debidamente validadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 1°. El inciso 1° del artículo 5° de la Ley 286 del 3 de julio de 1996, quedará así:

"Las contribuciones de solidaridad que paguen los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial e industrial regulados y no regulados, los usuarios del servicio de gas combustible suministrado por red física pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6 y a los sectores comercial e industrial incluyendo los grandes consumidores, y los usuarios de los servicios públicos de telefonía básica conmutada pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6 y a los sectores comercial e industrial son de carácter nacional y su pago es obligatorio. Los valores serán facturados por las empresas prestadoras de los servicios públicos, de energía eléctrica o de gas combustible suministrado por red física, o por las prestadoras del servicio público de telefonía básica conmutada. Los valores facturados por contribución de solidaridad serán aplicados por las empresas prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica o de gas combustible suministrado por red física, o por las prestadoras del servicio público de telefonía básica conmutada, según sea el caso, que prestan su servicio en la misma zona territorial del usuario aportante, para subsidiar el pago de los consumos de subsistencia de sus usuarios residenciales de los estratos I, II y III".

Parágrafo 2°. Los recursos facturados que se apliquen a subsidios y no puedan ser recaudados, podrán ser conciliados contra contribuciones seis (6) meses después de facturados. Si posteriormente se produce el recaudo, deberán contabilizarse como nueva contribución.

Para efectos de lo establecido en el presente artículo, las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica o de gas combustible suministrado por red física, deberán acreditar contablemente los montos de los valores facturados por contribuciones de solidaridad y subsidios.

No se podrán pagar subsidios con recursos provenientes del presupuesto nacional o del "Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos" a aquellas empresas que no entreguen la información en los términos y la oportunidad señaladas en el reglamento que para tal efecto elabore el Ministerio de Minas y Energía.

Si el cálculo del excedente de una empresa es inferior al excedente estimado por el Ministerio de Minas y Energía, se girará inicialmente a las empresas que presenten déficit en la misma zona territorial o al Fondo de Solidaridad y

	<p>Redistribución de Ingresos, según el caso, el monto del excedente estimado por la empresa. Si en el término de tres (3) meses, contados desde la fecha que se recibió la instrucción de giro por parte del Ministerio de Minas y Energía, la empresa no ha justificado la diferencia entre las estimaciones del Ministerio y las de la empresa, deberá girar a las empresas de la misma zona territorial o al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos, el monto de la diferencia entre el primer giro realizado y el valor estimado por el Ministerio de Minas y Energía como excedente, con los intereses.</p> <p>Artículo 80. Consumo de subsistencia. La Comisión de Regulación de Energía y Gas determinará para los sectores de su competencia, qué se entiende por consumo de subsistencia y la forma de determinarlo.</p> <p>Artículo 81. Cálculo de la prestación del servicio para efecto de la liquidación de las contribuciones. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, establecerá la fórmula de cálculo del costo unitario de prestación del servicio para la liquidación de las contribuciones de solidaridad a que se refiere la presente ley, de manera que sea un costo único nacional. En todo caso, este costo unitario no excederá el promedio nacional ponderado en cada nivel de tensión.</p> <p>Artículo 83. Subsidios para las zonas no interconectables. Cuando la CREG considere que en las zonas no interconectables, el costo eficiente de suministro de energía deba ser subsidiado en mayor cuantía a la establecida en el artículo 99.6 de la Ley 142 de 1994, podrá autorizar que éstos se calculen teniendo en cuenta los costos que recuperen la inversión más los del combustible autorizado. (Documento 14)</p>
--	--

1.4 Decretos

14.1 Vigentes

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
Decreto No. 1524 del 15 de Julio de 1994	<p>Por el cual se delegan las funciones presidenciales de señalar políticas generales de administración y control de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios, y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 2. La Comisión de Regulación de Energía y Gas ejercerá las funciones que señala el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, en los términos previstos en dicha ley y demás disposiciones concordantes.</p> <p>Artículo 3. La delegación de funciones a que se refiere este decreto exime de responsabilidad al Presidente de la República, la cual corresponderá exclusivamente a las Comisiones delegatarias, cuyo actos o resoluciones podrá siempre reformar o revocar el Presidente, reasumiendo la responsabilidad consiguiente.</p> <p>Artículo 7. De conformidad con el párrafo del artículo 94 de la Ley 143 de</p>

	<p>1994, la Comisión de Regulación de Energía y gas ejercerá las funciones que le corresponden, con los expertos que se encuentran actualmente vinculados a su planta de personal, hasta tanto el Gobierno Nacional adopte la nueva estructura interna y la planta de personal.</p> <p><i>(Documento 15)</i></p>
Decreto No. 2253 del 3 de Octubre de 1994	<p>Por el cual se delegan unas funciones.</p> <p>Artículo 1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 2 del Decreto 1254 de 1994, delegase en la Comisión de Regulación de Energía y Gas las funciones presidenciales a las que se refiere el artículo 68, y las disposiciones concordantes de la ley 142 de 1994, "por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones", para que las ejerza en la forma prevista en esta ley, en relación con los servicios públicos respectivos.</p> <p>Artículo 2. La delegación de funciones a que se refiere este Decreto exime de responsabilidad al Presidente de la República, la cual corresponderá exclusivamente a la Comisión delegataria, cuyos actos o resoluciones podrá siempre reformar o revocar el Presidente, resumiendo la responsabilidad consiguiente.</p> <p><i>(Documento 16)</i></p>
Decreto No. 1175 del 29 de Junio de 1999	<p>Por el cual se reestructura la Empresas Colombiana de Gas, Erogas</p> <p>Artículo 1. A partir de la vigencia del presente Decreto se suprime de la estructura de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, creado por la Ley 401 de 1997. En consecuencia, se derogan, en lo pertinente, las normas de la Ley 401 relativas al Centro que aquí se suprime.</p> <p>Artículo 2. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, creado por la Ley 401 de 1997 como cuerpo asesor, cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establezca el Reglamento Unico de Transporte de que trata dicha Ley.</p> <p><i>(Documento 17)</i></p>
Decreto No. 2474 del 13 de Diciembre de 1999	<p>Por el cual se reestructuran las comisiones de regulación y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 2.. La Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, está integrada de la siguiente manera:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá; b) Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público; c) Por el Director del Departamento Nacional de Planeación; d) Por cinco (5) expertos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos fijos de cuatro (4) años, no sometidos a las reglas de la Carrera Administrativa. <p>El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios o su delegado asistirá a las reuniones con voz pero sin voto.</p> <p>Artículo 4. En caso de falta absoluta de uno de los expertos, el Presidente de la</p>

	<p>República nombrará un experto para un nuevo período. Son faltas absolutas la muerte y la renuncia aceptada.</p> <p>Artículo 5. Cada Comisión expedirá su reglamento interno, que será aprobado por el Gobierno Nacional, en el cual se señalará el procedimiento para la designación del Director Ejecutivo de entre los expertos de dedicación exclusiva.</p> <p>Artículo 6. Los Ministros que integran las Comisiones de Regulación a que se refiere el presente Decreto podrán delegar su participación, en los Viceministros o en un Director. El Director del Departamento de Planeación Nacional podrá delegar su participación en el subdirector. (Documento 18)</p>
Decreto No. 070 del 17 de Enero de 2001	<p>Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Artículo 1. Integración del Sector Administrativo de Minas y Energía. El Sector Administrativo de Minas y Energía está integrado por el Ministerio de Minas y Energía que tendrá a su cargo la orientación del ejercicio de las funciones asignadas a las entidades adscritas y vinculadas, sin perjuicio de las potestades de decisión que les correspondan, así como su participación en la formulación de la política, en la elaboración de los programas sectoriales y en la ejecución de los mismos.</p> <p>Este sector está integrado además por las siguientes entidades:</p> <p>A. Entidades Adscritas:</p> <p>Unidades Administrativas Especiales</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME 2. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG <p>Establecimientos Públicos</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear-INGEOMINAS- 2. Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE. <p>B. Entidades vinculadas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol. 2. Empresa Colombiana de Gas, Ecogás. 3. Empresa Nacional Minera Ltda., Minercol. 4. Interconexión Eléctrica S. A., E.S.P., ISA. 5. Isagén S. A. E.S.P. 6. Empresa Multipropósito Urrá S. A. E.S.P. 7. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, Corelca S. A. E.S.P. 8. Carbones de Colombia S.A., Carbocol. 9. Financiera Energética Nacional, FEN. <p>Igualmente pertenecen al Sector Administrativo de Minas y Energía las demás entidades que se encuentren vinculadas, se vinculen o adscriban al Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Parágrafo. El Sector Administrativo de Minas y Energía tendrá un Comité Sectorial de Desarrollo Administrativo cuya integración y funcionamiento se</p>

regirán de conformidad con las normas legales vigentes.

Artículo 2. Objetivos. El Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivos primordiales la formulación y adopción de las políticas, planes generales, programas y proyectos del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Artículo 3. Funciones. El Ministerio de Minas y Energía tendrá, además de las funciones que determina el artículo 59 de la Ley 489 de 1998, las siguientes:

1. Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos, así como la política sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de energía eléctrica, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas, y en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país en concordancia con los planes generales de desarrollo.
2. Propender a que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales.
3. Adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional. En ejercicio de esta función se deberán identificar las necesidades del sector minero-energético y los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda. Para el efecto el Ministerio podrá adelantar, directamente o en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones que se relacionen con las actividades propias del sector.
4. Adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, y las normas técnicas relativas a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, en los términos previstos en las normas legales vigentes.
5. Divulgar las políticas, planes y programas del sector, para lo cual podrá, directamente o a través de sus entidades descentralizadas, realizar campañas informativas y publicitarias y, en general, emplear todos los medios de comunicación que sean necesarios para la consecución de este fin.
6. Adoptar la política nacional en materia de expansión del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.
7. Adoptar la política nacional en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía.
8. Definir los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y fijar los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución de conformidad con la ley.
9. Adoptar la política nacional en materia de energía nuclear y gestión de materiales radiactivos, con excepción de los equipos emisores de rayos x.
10. Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las Empresas de Servicios Públicos del sector minero-energético, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general

que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción a la debida competencia.

11. Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.

12. Identificar fuentes de financiamiento para los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible y los criterios con los cuales debería asignarse, y procurar que las empresas del sector puedan competir en forma adecuada por esos recursos.

13. Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, y establecer los criterios con los cuales debería asignarse, y hacer las propuestas del caso durante la preparación del presupuesto de la Nación.

14. Mantener información acerca de las nuevas tecnologías y sistemas de administración en el sector minero-energético y divulgarla entre las Empresas de Servicios Públicos, directamente o en colaboración con otras entidades públicas o privadas.

15. Impulsar, bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, y participar en las conferencias internacionales que sobre el sector se realicen.

16. Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial para el uso de las autoridades y del público en general.

17. Proponer fórmulas de solución a los conflictos que se puedan presentar entre las empresas del sector minero-energético, sin perjuicio de las facultades otorgadas en esta materia a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, por las normas legales vigentes.

18. Asegurar que se realicen en el país por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas, las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica y las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos según previo concepto del Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes.

19. Organizar las licitaciones directamente o a través de contratos con terceros, a las que se pueda presentar cualquier empresa pública o privada, nacional o extranjera, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por la Ley 142 de 1994 o las normas que la modifiquen o adicionen, siempre que la Nación lo considere necesario.

20. Regular, controlar y licenciar a nivel nacional todas las operaciones concernientes a las actividades nucleares y radiactivas.

21. Velar por que se cumplan las disposiciones legales y los tratados, acuerdos y convenios internacionales relacionados con el sector minero-energético y sobre seguridad nuclear, protección física, protección radiológica y salvaguardias.

22. Las demás que le asigne la ley.

Parágrafo. Las funciones del Ministerio de Minas y Energía que han sido delegadas en otras entidades del sector minero-energético continuarán siendo ejercidas por éstas hasta cuando sean reasumidas de conformidad con la ley.

Artículo 4. Estructura. La estructura del Ministerio de Minas y Energía será la

siguiente:

1. Despacho del Ministro
 - 1.1. Oficina Asesora Jurídica
 - 1.2. Oficina de Control Interno
2. Despacho del Viceministro de Energía y Gas
 - 2.1. Dirección de Energía
 - 2.2. Dirección de Gas
3. Despacho del Viceministro de Hidrocarburos y Minas
 - 3.1. Dirección de Hidrocarburos
 - 3.2. Dirección de Minas
4. Secretaría General
5. Organos de Asesoría y Coordinación
 - 5.1. Comisión de Personal
 - 5.2. Comité de Coordinación del Sistema de Control Interno

Artículo 10. Dirección de Gas. Son funciones de la Dirección de Gas las siguientes:

1. Coordinar y promover las actividades del subsector de gas con el fin de garantizar el cumplimiento de sus planes de desarrollo.
2. Presentar recomendaciones al Ministro y al Viceministro en relación con la política del subsector de gas.
3. Velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normas técnicas relacionadas con las actividades del subsector de gas.
4. Dirigir y coordinar las investigaciones y estudios requeridos para la definición de las políticas relacionadas con el subsector de gas y asesorar al Viceministro en la identificación, diseño, formulación y desarrollo de los mecanismos, programas e instrumentos necesarios para la adecuada ejecución de las mismas.
5. Promover por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas, la realización de las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes de distribución de gas combustible.
6. Estudiar y proyectar los reglamentos que regulan las diferentes actividades del subsector de gas, de conformidad con la ley.
7. Hacer el análisis técnico con el fin de que el Consejo Nacional de Política Fiscal, Confis, apruebe gastos e inversiones con cargo a vigencias futuras de las empresas industriales y comerciales del Estado del subsector de gas, de conformidad con lo establecido en el artículo 11 del Decreto 0115 del 15 de enero de 1996 o las normas que lo modifiquen o adicionen.
8. Realizar los estudios que se deban presentar a la Dirección General del Presupuesto Nacional sobre el presupuesto de ingresos y gastos y sus modificaciones de las empresas del subsector de gas, de conformidad con lo establecido en el artículo 17 del Decreto 0115 de 1996 o las normas que lo modifiquen o adicionen.
9. Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos del subsector de gas que se presenten para consideración de la Comisión Nacional de Regalías.
10. Establecer los requisitos técnicos de las obras y equipos, así como los

<p>procedimientos utilizados por las empresas de gas combustible en los eventos señalados en la ley.</p> <ol style="list-style-type: none">11. Supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de gas para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petr6leos o normas que lo modifiquen o adicionen.12. Preparar los estudios necesarios con el objeto de establecer las 1reas de servicio exclusivo para la distribuci6n domiciliaria de gas combustible y la celebraci6n de los respectivos contratos con los proponentes seleccionados para la prestaci6n del servicio en dichas 1reas.13. Elaborar los reglamentos relacionados con las actividades propias de la prestaci6n del servicio p6blico de gas combustible a que se deber1n sujetar los titulares de los contratos de concesi6n, sin perjuicio de las facultades otorgadas en esta materia a otras autoridades, y fijar los lineamientos y procedimientos que deben cumplir los concesionarios de 1reas de servicio exclusivo para la distribuci6n de gas combustible.14. Hacer el seguimiento y control a los contratos de concesi6n suscritos con las empresas distribuidoras de gas combustible.15. Hacer seguimiento, evaluaci6n y control sobre los trabajos de tendido e instalaciones de redes de gas combustible realizados por los concesionarios o sus subcontratistas y verificar que las redes cumplan con las especificaciones exigidas por las normas t6cnicas aplicables y los contratos de concesi6n.16. Establecer y mantener un sistema de informaci6n para el seguimiento integral de los contratos de concesi6n de las 1reas de servicio exclusivo de distribuci6n de gas combustible y registrar las condiciones de su desarrollo, en especial mantener informaci6n actualizada sobre la expansi6n y las condiciones de prestaci6n de los servicios.17. Vigilar el desarrollo, expansi6n de la cobertura y cumplimiento de las obligaciones contractuales de las concesiones de gas combustible suscritas con anterioridad a la Ley 142 de 1994 o las normas que la modifiquen o adicionen.18. Supervisar el cumplimiento de los compromisos de los interventores en los contratos de concesi6n de las 1reas de servicio exclusivo de distribuci6n de gas combustible, evaluar las experiencias de cada zona y revisar y analizar los informes realizados por el interventor.19. Dirigir y coordinar lo relacionado con las visitas t6cnicas a las 1reas de servicio exclusivo de distribuci6n de gas combustible y elaborar informes t6cnicos con las respectivas recomendaciones y conclusiones de las visitas realizadas.20. Efectuar los estudios que se requieran para la determinaci6n y fijaci6n de los precios del gas natural destinado para uso como combustible automotor y dem1s usos inherentes a la comercializaci6n del mismo.21. Comunicar a la Superintendencia de Servicios P6blicos Domiciliarios o a la entidad que haga sus veces, sobre los incumplimientos de que tenga conocimiento relacionados con el servicio p6blico de gas combustible y que sean de la competencia de esa Superintendencia.22. Verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el reglamento sobre gas natural vehicular comprimido cuando a ello haya lugar.23. Gestionar ante las empresas transportadoras y/o distribuidoras de gas combustible las solicitudes de los municipios interesados en acceder al servicio de gas combustible, de acuerdo con la viabilidad t6cnica y econ6mica del proyecto.24. Coordinar y dirigir los procesos de destrucci6n de cilindros de gas licuado del
--

	<p>petróleo en los fondos de mantenimiento y reposición legalmente constituidos y suscribir las correspondientes actas cuando a ello haya lugar.</p> <p>25. Evaluar periódicamente la información técnica de las plantas almacenadoras de Gas Licuado del Petróleo para verificar que se cumplan con las normas sobre la materia.</p> <p>26. Las demás funciones inherentes a la naturaleza de la dependencia y las que le señalen las normas legales.</p> <p>Parágrafo. Para los efectos del presente artículo se entiende que las actividades del subsector de gas son el transporte, comercialización, distribución y consumo final de gas combustible y gas licuado del petróleo. (Documento 19)</p>
<p>Decreto No. 1760 del 26 de Junio de 2003</p>	<p>Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A.</p> <p>Artículo 1. Escisión. Escíndase de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, empresa industrial y comercial del Estado del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades, en los términos que se establecen en el presente decreto.</p> <p>Artículo 2. Creación y naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. Créese la Unidad Administrativa Especial denominada Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y financiera, sometida al régimen jurídico contenido en el presente decreto y, en lo no previsto en él, al de los establecimientos públicos, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 489 de 1998 y en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.</p> <p>Artículo 4. Objetivo. El objetivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.</p> <p>Artículo 5. Funciones. Son funciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las siguientes:</p> <p>5.1 Administrar las áreas hidrocarburíferas de la Nación y asignarlas para su exploración y explotación.</p> <p>5.2 Evaluar el potencial hidrocarburífero del país.</p> <p>5.3 Diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento, y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en los términos del artículo 76 de la Ley 80 de 1993 y las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.</p> <p>5.4 Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos y divulgarlas de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.</p> <p>5.5 Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos y en la elaboración de los planes</p>

	<p>sectoriales.</p> <p>5.6 Administrar la información técnica existente y la que en el futuro se adquiera en el país y asegurar su preservación, integralidad y utilización como materia prima del proceso exploratorio de los hidrocarburos.</p> <p>5.7 Convenir en los contratos de exploración y explotación los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas, como parte de su responsabilidad social, adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.</p> <p>5.8 Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los nuevos contratos de exploración y explotación, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza.</p> <p>5.9 Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o por reversión de concesiones vigentes.</p> <p>5.10 Recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos, y girar a las entidades con derecho a ellas tales recursos.</p> <p>5.11 Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.</p> <p>5.12 Adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos, sin perjuicio de las atribuciones asignadas al Ministerio de Minas y Energía en esta materia.</p> <p>5.13 Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.</p> <p>5.14 Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.</p> <p>5.15 Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los hidrocarburos de propiedad de la Nación y las que le sean asignadas por la ley o el reglamento y sean acordes con la naturaleza de la Agencia.</p> <p>Parágrafo 1. Para los efectos del presente Decreto y de las competencias en él atribuidas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, entiéndese por nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos los que celebre la Agencia a partir del 1º de enero de 2004.</p> <p>Parágrafo 2. Continuarán siendo recaudadas y comercializadas por Ecopetrol S. A. hasta la finalización de los respectivos contratos y de la operación directa, o la reversión de las respectivas concesiones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Las regalías que se causen en todos los contratos de exploración y explotación celebrados con anterioridad al 1º de enero de 2004 por la Empresa Colombiana de Petróleos o Ecopetrol S. A. 2. Las regalías que se causen en las áreas que hasta esa misma fecha venían siendo operadas directamente por la Empresa Colombiana de Petróleos o Ecopetrol S. A.; y 3. Las regalías que se causen en las concesiones vigentes.
--	--

	<p>Ecopetrol S. A. transferirá a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, en la forma y en los plazos que esta señale, los valores correspondientes a las regalías de que trata el presente párrafo.</p> <p>Parágrafo 3. Los giros de las participaciones en las regalías a las entidades beneficiarias de las mismas y las retenciones, giros y reintegros correspondientes al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, continuarán siendo efectuados por Ecopetrol S. A. en lo que resta de la vigencia de 2003 y hasta que se completen los giros de dicha vigencia.</p> <p>Parágrafo 4. Cuando la sostenibilidad financiera de Ecopetrol S. A. se vea comprometida por causas distintas a ineficiencias operativas o administrativas, la Agencia podrá cederle parte de las rentas y/o contratos suscritos por esta. Dicha opción consultará además la coherencia fiscal y macroeconómica que determine el Gobierno Nacional. (Documento 20)</p>
<p>Decreto No. 3428 del 28 de Noviembre de 2003</p>	<p>Por medio del cual se reglamentan los artículos 59 de la Ley 812 de 2003 y 23 de la Ley 142 de 1994, en relación con los intercambios comerciales internacionales de gas natural y se dictan otras disposiciones</p> <p>Artículo 3. De los intercambios internacionales de gas natural. Para efectos del presente Decreto por intercambios comerciales internacionales se entienden las exportaciones o importaciones de gas natural.</p> <p>Artículo 4. Del abastecimiento nacional. Para efectos de la exportación y, con el objeto de garantizar el abastecimiento nacional del gas natural, los productores de gas natural, conforme con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 812 de 2003, sólo podrán disponer libremente de las Reservas Probadas cuando el Factor R/P de Referencia sea mayor a siete (7) años.</p> <p>Parágrafo 1. Se entenderá que existen Reservas Probadas insuficientes de gas natural cuando el Factor R/P de Referencia sea inferior o igual a siete (7) años. Bajo esta condición no se podrán suscribir o perfeccionar compromisos de volúmenes de gas natural relacionados con nuevos contratos de exportación o incrementar los volúmenes de gas natural inicialmente acordados en los contratos de exportación ya existentes.</p> <p>Parágrafo 2. Todo comercializador de gas natural deberá reportar al Ministerio de Minas y Energía las solicitudes de suministro de usuarios que cuenten con capacidad física y financiera de ser atendidos a las tarifas que resultan de las fórmulas aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.</p> <p>Parágrafo 3. Los Remitentes del Sistema Nacional de Transporte tienen la obligación de dar prioridad a la atención de la demanda nacional.</p> <p>Artículo 5. Publicación. A más tardar el 31 de marzo de cada año y, cada vez que calcule el Factor R/P de Referencia, el Ministerio de Minas y Energía publicará la información correspondiente sobre Reservas Probadas, Reservas de Referencia y Producción de Referencia en la página de Internet en que tenga su dominio para - efectos de que los diferentes agentes puedan desarrollar sus negocios de exportación - de gas natural.</p> <p>Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía establecerá la metodología para el cálculo de todos los parámetros requeridos para determinar el Factor R/P de Referencia, así como los términos en los cuales deberá suministrarse la información necesaria para el efecto.</p>

	<p>Artículo 6. Naturaleza de las exportaciones. La actividad de exportación de gas natural no constituye servicio público domiciliario ni actividad complementaria al mismo, de manera que no está sujeta a la Ley 142 de 1994, salvo en aquellos aspectos previstos de manera expresa en el presente Decreto.</p> <p>Artículo 7. Libertad de precios. El precio del gas natural destinado a la exportación, incluyendo el precio del transporte, será pactado libremente entre las partes; no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos que hagan parte a del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, se remunerará al Transportador de acuerdo con los cargos aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.</p> <p>Artículo 9. Interrupciones del suministro de gas natural. En el evento en que se presenten restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia no transitorias que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda nacional, los contratos celebrados por los Agentes Exportadores para la exportación de gas natural tendrán el mismo tratamiento que un contrato celebrado para atender el consumo nacional, conforme lo establece el Decreto 1515 de 2002 o las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan. Todos los contratos de exportación de gas natural deben constar por escrito.</p> <p>Parágrafo. Para efectos de lo previsto en el presente artículo, una vez perfeccionen los contratos de exportación de gas natural, los Agentes Exportadores deberán certificar al Ministerio de Minas y Energía los volúmenes de gas natural comprometidos. (Documento 21)</p>
Decreto No. 3429 del 28 de Noviembre de 2003	<p>Por medio del cual se reglamenta el artículo 65 de la ley 812 de 2003 en relación con la comercialización del gas natural y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 1. Definiciones. Para efectos de la interpretación y aplicación del presente Decreto, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones: <i>Comercialización de Gas Natural:</i> Es la actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas natural, que consiste en la compraventa o suministro de gas natural a título oneroso. <i>Comercializador de Gas Natural:</i> Persona Jurídica cuya actividad es la comercialización de gas natural. <i>Comercializador Entrante:</i> Es el Comercializador de Gas Natural diferente del Comercializador Establecido que atenderá usuarios regulados en el mismo mercado de comercialización. <i>Comercializador Establecido:</i> Es el Distribuidor de Gas Natural que desarrolla simultáneamente la actividad de Comercialización de Gas Natural a usuarios regulados en un mismo mercado de comercialización. <i>Distribuidor de Gas Natural:</i> Es la empresa de servicios públicos que desarrolla la actividad de distribución de gas natural. <i>Productor de Gas Natural:</i> Es quien extrae o produce gas natural conforme con la legislación vigente. Cuando el Productor vende gas a un agente diferente del asociado es un Comercializador. <i>Usuario Regulado de Gas Natural:</i> Es un consumidor de hasta 300.000 pies cúbicos día de gas natural o su equivalente en metros cúbicos hasta el 31 de</p>

	<p>diciembre del año 2004; y, de hasta 100.000 pies cúbicos día de gas natural o su equivalente en metros cúbicos a partir del 1 de enero del año 2005. Para todos los efectos, un usuario regulado es un pequeño consumidor y está sujeto a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.</p> <p>Artículo 2. De la Comercialización de Gas Natural a Usuarios Regulados. Para efectos del artículo 65 de la Ley 812 de 2003 y, en aras de proteger el mercado y asegurar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, la Comercialización de Gas Natural a usuarios regulados seguirá siendo desarrollada únicamente por los Distribuidores de gas natural hasta que en el país la actividad de Comercialización de Gas Natural desarrollada por los Productores y los Agentes Importadores se considere competida, conforme con lo establecido en el artículo 3° del presente Decreto.</p> <p>Artículo 3°. Comercialización de Gas Natural Competida. Para efectos del presente Decreto, se considera que la actividad de Comercialización de gas natural desarrollada por los Productores y los Agentes Importadores es competida, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas lo determine a partir de análisis que consideren índices reconocidos de competencia que involucren el número de Productores-Comercializadores y Agentes Importadores, la posición de dichos agentes en el mercado, su nivel de competencia; así como la madurez del mercado secundario de gas natural, la existencia de sistemas de información a los usuarios, la disponibilidad de infraestructura de transporte de gas natural y demás factores que encuentre pertinentes.</p> <p>Artículo 4°. Incorporación de Usuarios. Una vez se determine que la actividad de Comercialización de Gas Natural desarrollada por los Productores y los Agentes Importadores es competida, los Comercializadores Entrantes a los mercados de comercialización deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios residenciales de forma tal que, anualmente, se equilibren en un 90%, los subsidios a los usuarios de los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 con las contribuciones de los Usuarios Regulados que serán atendidos por éstos. Lo anterior, sin perjuicio de lo establecido en el Decreto 847 de 2001 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan. (Documento 22)</p>
Decreto No. 3683 del 19 de Diciembre de 2003	<p>Por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial.</p> <p>Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente decreto es reglamentar el uso racional y eficiente de la energía, de tal manera que se tenga la mayor eficiencia energética para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad del mercado energético colombiano, la protección al consumidor y la promoción de fuentes no convencionales de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.</p> <p>Artículo 2. Definiciones. Además de las definiciones contenidas en la Ley 697 de 2001, para efectos del presente decreto, se tendrán en cuenta las siguientes: <i>Cogeneración:</i> Es el proceso mediante el cual a partir de una misma fuente</p>

	<p>energética se produce en forma combinada energía térmica y eléctrica, en procesos productivos industriales y/o comerciales para el consumo propio o de terceros y cuyos excedentes pueden ser vendidos o entregados en la red.</p> <p><i>Cogenerador:</i> Es la persona natural o jurídica que produce y aprovecha la energía térmica y la eléctrica resultante del proceso de cogeneración, quien puede además vender sus excedentes energéticos o comprarlos en caso de faltantes, y que puede o no ser el propietario del sistema de cogeneración.</p> <p><i>Fuentes no convencionales de energía:</i> Son aquellas fuentes disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran fuentes no convencionales de energía, entre otras, la energía solar, energía eólica, energía geotérmica, energía proveniente de fuentes de biomasa, pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, energía proveniente de los océanos.</p> <p><i>Servicios energéticos:</i> Es una gama de servicios técnicos y comerciales que buscan optimizar y/o reducir el consumo de toda forma de energía por parte de los usuarios finales. Para el caso del servicio público de energía eléctrica y gas es un servicio inherente.</p> <p>Artículo 3. Campo de aplicación. El presente decreto se aplica a toda la cadena de energéticos convencionales y no convencionales del territorio nacional.</p> <p>Artículo 4. El Ministerio de Minas y Energía, formulará los lineamientos de las políticas y diseñará los instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas; así como la ejecución de proyectos en Eficiencia Energética en Colombia; para lo cual realizará las gestiones necesarias para definir estrategias comunes con otras entidades de la Rama Ejecutiva que desarrollen funciones relacionadas con el tema de Uso Racional de Energía, con el objetivo de organizar y fortalecer el esquema institucional más adecuado para el cumplimiento de dicha gestión.</p> <p>Artículo 5. Comisión Intersectorial. Créase la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, CIURE, con el fin de asesorar y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales en el sistema interconectado nacional y en las zonas no interconectadas. (Documento 23)</p>
Decreto No. 255 del 28 de Enero de 2004	<p>Por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Artículo 2. Naturaleza Jurídica. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, de que trata la Ley 143 de 1994, es una Unidad Administrativa Especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestal, con régimen especial en materia de contratación. La Unidad manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de Fiducia Mercantil que celebre con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán igualmente para</p>

los actos y contratos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de Fiducia.

Artículo 3. Domicilio. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, tendrá como sede principal la ciudad de Bogotá, D. C.

Artículo 4. Objetivo. La Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, tendrá por objetivo planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida.

Artículo 5. Funciones. Para el cumplimiento de su objetivo la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, desarrollará las siguientes funciones:

1. Establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos minero-energéticos destinados al desarrollo del mercado nacional, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada.
2. Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos mineroenergéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.
3. Elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del sector eléctrico, y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
4. Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales y evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero energético en la economía del país.
5. Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales.
6. Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de los recursos mineros y energéticos.
7. Prestar servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos. Para estos efectos, la Unidad determinará, mediante reglamentación, las condiciones que deben reunirse para su prestación y las tarifas aplicables a los mismos. En todo caso, tales servicios se prestarán sin perjuicio del cumplimiento de las demás funciones.
8. Establecer los volúmenes máximos de combustible líquidos derivados del petróleo a distribuir por Ecopetrol en cada municipio de conformidad con la ley vigente.
9. Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector minero-energético.
10. Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos, energía y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional.
11. Asesorar en materia de planeación sectorial al Ministerio de Minas y Energía realizando estudios económicos cuando se requiera y apoyar con información de mercados de interés sectorial a los agentes.

	<p>12. Fomentar, diseñar y establecer de manera prioritaria los planes, programas y proyectos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía en todos los campos de la actividad económica y adelantar las labores de difusión necesarias.</p> <p>13. Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional y consultar al cuerpo consultivo permanente.</p> <p>14. Organizar, operar y mantener la base única de información estadística oficial del sector mineroenergético, procurar la normalización de la información obtenida, elaborar y divulgar el balance mineroenergético, la información estadística, los indicadores del sector, así como los informes y estudios de interés para el mismo.</p> <p>15. Establecer los indicadores de evaluación del sector minero-energético, con el fin de elaborar informes que cuantifiquen su gestión.</p> <p>16. Elaborar las memorias institucionales del sector minero-energético.</p> <p>17. Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos presentados por el IPSE o quien haga sus veces, para ser financiados por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, FAZNI, y fondos especiales para energización rural.</p> <p>18. Conceptuar sobre la viabilidad financiera de los proyectos presentados por los entes territoriales y las empresas de servicios públicos para ser financiados por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, FAZNI.</p> <p>19. Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos para ser financiados a través del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.</p> <p>20. Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos a ser financiados a través del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas.</p> <p>21. Realizar las funciones administrativas que sean necesarias para el desarrollo de la gestión encomendada.</p> <p>22. Las demás que le señale la ley o le sean asignadas y que por su naturaleza le correspondan.</p> <p>Parágrafo. Las entidades del sector minero energético tienen la obligación de allegar toda la información necesaria para el adecuado cumplimiento de las funciones de la Unidad de Planeación Minero Energética.</p> <p><i>(Documento 24)</i></p>
Decreto No. 802 del 15 de Marzo de 2004	<p>Por medio del cual se establecen algunas disposiciones para incentivar el consumo del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV.</p> <p>Artículo 1. Definiciones. Para los efectos del presente decreto, las palabras y términos que se relacionan en este artículo tendrán el significado y alcance definido a continuación:</p> <p>a) Estación de servicio. Establecimiento destinado al almacenamiento y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo y/o gaseosos, excepto Gas Licuado del Petróleo (GLP), para vehículos automotores, a través de equipos fijos (surtidores) que llenan directamente los tanques de combustible;</p> <p>b) Gas Natural Comprimido para uso Vehicular (GNCV). Es una mezcla de hidrocarburos, principalmente metano, cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes cilíndricos de alta resistencia, para ser utilizados en vehículos automotores;</p> <p>c) Comercializador de Gas Natural. Persona jurídica cuya actividad es la</p>

	<p>comercialización de gas natural;</p> <p>d) Comercializador de GNCV. Persona natural o jurídica que suministra Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV, a través de estaciones de servicio. Para todos los efectos, en donde la reglamentación vigente se refiera a distribuidor de combustibles gaseosos a través de estaciones de servicio, deberá entenderse este como comercializador de GNCV;</p> <p>e) Condiciones Comerciales Especiales. Son aquellas diseñadas para incentivar el consumo del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV;</p> <p>f) Usuario Final de Gas Natural Comprimido Vehicular. Persona que utiliza gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores.</p> <p>Artículo 2. Incentivos Comerciales para el uso del Gas Natural Comprimido Vehicular. Los productores, transportadores, distribuidores, comercializadores de gas natural y comercializadores de GNCV ofrecerán Condiciones Comerciales Especiales para beneficio de las personas que utilizan gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores, absteniéndose de ejecutar cualquier actuación que pueda conducir a discriminación indebida o a trato preferente en perjuicio de otros. Los comercializadores de GNCV velarán porque los incentivos obtenidos de los diferentes agentes de la cadena de gas lleguen hasta los usuarios finales del servicio.</p> <p>Artículo 3. Incentivos Tarifarios para el uso del Gas Natural Comprimido Vehicular. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, dentro de los dos (2) meses siguientes, contados a partir de la expedición del presente Decreto, cuando haya lugar a ello, ajustará las disposiciones regulatorias vigentes en las actividades de su competencia para incentivar el consumo de Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV. (Documento 25)</p>
Decreto No. 1404 del 5 de Mayo de 2005	<p>Por el cual se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S.A. E.S.P.</p> <p>Artículo 2. Aprobación del programa de enajenación. Apruébase el programa de enajenación de la propiedad estatal de Ecogás a través de:</p> <p>(i) La constitución por suscripción sucesiva de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S. A. ESP, y</p> <p>(ii) La celebración de un contrato cuyo objeto será la enajenación y cesión por parte de Ecogás de los activos, derechos y contratos a Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S. A. ESP, de conformidad con los términos y condiciones que se establecen en el presente decreto y en el Programa de Fundación.</p> <p>Parágrafo. La administración y los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento, creado en el artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado parcialmente por la Ley 887 de 2004 y reglamentado por el Decreto 3531 de 2004, no serán transferidos ni cedidos a Transportadora de Gas del Interior S. A.</p>

	ESP, TGI S. A. ESP. (Documento 26)
--	---------------------------------------

1.5 RESOLUCIONES

1.5.1 Vigentes

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
Resolución CREG 057 del 30 de Julio de 1996	<p>Por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.</p> <p>Por la extensión de la siguiente norma y la importancia de todos sus artículos, este estudio se limitará a presentar únicamente el índice de la resolución y los artículos presentados en el Resumen Ejecutivo:</p> <p>Capitulo I – definiciones</p> <p>Capitulo II - condiciones generales</p> <p>Capitulo III - de la actividad de producción de gas natural</p> <p>Capitulo IV - del transporte de gas natural</p> <p>Artículo 60. Metodología para el cálculo de los cargos por uso del sistema de transporte de gas natural del interior.</p> <p>60.1. Aspectos generales: El principio básico que guía la determinación de la estructura de los cargos por uso del sistema de transporte del interior, se refiere a que los cargos deban reflejar la contribución relativa de los usuarios a los costos de la red. En este artículo se detalla la metodología empleada para determinar el esquema de cargos, con el fin de fijar la pauta para las futuras revisiones y cálculos tarifarios del sistema del interior.</p> <p>Una característica principal de la demanda consiste en las variaciones que se presenten durante el día, las cuales reflejan principalmente la mayor utilización del gas durante las horas en que se requiere la cocción de alimentos, y las variaciones estacionales, las cuales reflejan la mayor utilización de las plantas termoeléctricas a gas durante la estación seca. La mayor parte de los costos de transporte de gas reflejan el uso de la capacidad de transporte requerida, la cual a su vez depende, en gran medida, de los flujos transportados durante las estaciones del año con alta demanda de gas para generación termoeléctrica. Adicionalmente existen otros costos asociados con los volúmenes transportados, como son los costos de operación y mantenimiento del sistema. En consecuencia, se consideró conveniente estructurar los cargos en tal forma que exista un cargo por capacidad de transporte requerida y un cargo por volumen transportado.</p> <p>La división entre cargos por capacidad y por volumen se hace en otros países en proporciones que varían entre partes iguales y una distribución de 90% para capacidad y 10% para volumen. En el caso del Sistema de Transporte del</p>

Interior se utilizó como cargo de capacidad el asociado a la inversión en los gasoductos y como cargo volumétrico el correspondiente a los costos variables de operación y mantenimiento.

Además de los cargos por capacidad y por volumen se considera necesario un cargo adicional con el fin de cubrir costos de administración general, compresión y medición, incluyendo aquellos ajustes que se requieran para hacer viable la operación general del transporte.

60.2. Esquema de los cargos: Se utilizó un esquema de cargos por entrada y salida, basados en el costo de proveer capacidad en la tubería para transportar un volumen dado de gas entre un punto de entrada y un punto de salida. Los cargos se dividen en cargos por capacidad y por volumen, de acuerdo con los costos que ocasione el transporte del gas.

Se seleccionó un esquema de cargos por entrada y salida que toma como referencia un centro hipotético de gravedad de la carga del sistema, el cual se considera localizado en el sitio de Vasconia (donde se espera que en el mediano plazo se encuentren los flujos de gas provenientes de los yacimientos del Magdalena Medio y del Piedemonte Llanero).

Dicho esquema se construyó a partir de la suma algebraica de los costos por tramos desde cada punto de entrada hasta Vasconia y desde este sitio hasta cada punto de salida.

A partir de identificar los puntos más importantes y ya previstos de salida del sistema, se propone un procedimiento sencillo para estimar los cargos de salida atribuibles a puntos intermedios mediante el prorrateo de los cargos correspondientes a los nodos aledaños tomando la distancia como referencia. El aparte 60.4. de este artículo, detalla el procedimiento.

A estos cargos se adicionó un cargo independiente de distancia que cubre los costos comunes de compresión y administración que le da viabilidad a la actividad global del transporte del gas natural por troncal.

60.3. Los costos unitarios base de los cargos: Los costos unitarios de transporte que se utilizan como base para el establecimiento de los cargos de entrada y salida se asocian a los costos de los principales tramos que conforman el sistema. Estos se calcularon a partir de la estimación de las necesidades de ampliación del sistema y de precios unitarios atribuibles a la inversión y a la operación y el mantenimiento.

60.3.1 Estimación de las necesidades de ampliación del sistema: ECOPETROL adelantó un análisis de la red de gasoductos requerida para atender las demandas proyectadas. Para ello utilizó el programa Transient Gas Network Program (TGNET), desarrollado por Scientific Software Intercom, Inc (SSI). Esta herramienta se utiliza para simular la dinámica del flujo de gas en redes de gasoductos. Tales redes pueden ser simples o complejas, incluir cambios en altitud en diferentes tramos, así como diversos equipos tales como compresores, válvulas, etc. La simulación se realiza en tal forma que se obtienen las variaciones temporales de variables importantes del sistema tales como la presión, el flujo, la densidad y la temperatura.

El modelo se utilizó para simular el comportamiento de la red de gasoductos durante un día típico. En tal caso se busca que las condiciones iniciales en cada uno de los tramos del gasoducto correspondan a las condiciones finales y, por lo

tanto, los volúmenes demandados a lo largo del día correspondan con los volúmenes inyectados al sistema. A partir de una simulación llevada a cabo en esta forma es posible representar el fenómeno de "empaquetamiento" en las tuberías, por medio del cual las demandas de los períodos de punta pueden abastecerse, parcialmente con gas almacenado en la tubería, a mayor presión, durante los períodos fuera de punta, aprovechándose así la regulación que provee la capacidad de almacenamiento de la tubería.

Con las simulaciones efectuadas para cada uno de los años del período de análisis pero con las limitaciones de un programa que no optimiza las inversiones requeridas; fue posible identificar las adiciones a la red de gasoductos ("loops", compresores, etc.) que permiten abastecer la demanda. Además, se evaluaron las necesidades de potencia requeridas para la operación de los diferentes equipos.

60.3.2 Estimación de los costos unitarios: Para la realización de los estudios tarifarios se contó con la información de costos de inversión del sistema existente, o en construcción, reportados a ECOPETROL por diferentes empresas los cuales han sido estimados según diferentes criterios.

En primer lugar, se dispone de la información sobre los proyectos de los gasoductos de Ballena - Barranca y de Occidente ejecutados bajo el sistema "Build Operate Maintain and Transfer" (BOMT), para los cuales existen estimaciones de costos de inversión resultantes de los procesos de licitación correspondientes. Por esta razón, ellos corresponden a estimaciones de costo realizados por los inversionistas conforme a la percepción que ellos tienen de los diferentes riesgos que para ellos implica un esquema BOMT. En segundo lugar, se dispone de las estimaciones de costo de las obras de Barranca - Bucaramanga y Sebastopol - Medellín, ejecutadas bajo el sistema de concesión. Con ello, sus criterios también involucran costos por riesgos percibidos por los inversionistas.

En tercer lugar, se cuenta también con estimaciones de costos sobre proyectos realizados o en ejecución por parte de ECOPETROL los cuales involucran aspectos de costo específicos, además de que algunos de ellos corresponden a poliductos u oleoductos convertidos o por convertir a gasoductos, los cuales no necesariamente corresponden a las obras óptimas para la red de gas o que requieren obras complementarias. En algunas de ellas fue preciso estimar su valor económico relevante.

Para unificar criterios se estableció el valor de la inversión pertinente a cada tramo troncal mediante el siguiente procedimiento:

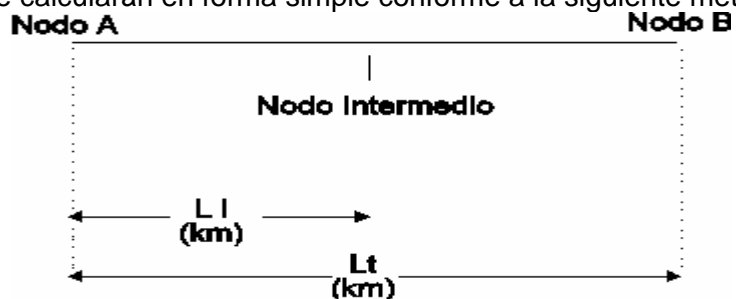
- a) En general, en todos los tramos se utilizó el valor de la inversión reportada a ECOPETROL, incluyendo el costo de subsistemas de transporte regionales.
- b) Para el caso del Gasoducto de Occidente (construido bajo esquema BOMT) se acudió a un concepto normativo para la estimación de los costos económicos de inversión en los gasoductos troncales, a partir de precios unitarios para el suministro de tubería, construcción, control ambiental y demás rubros pertinentes que toman en consideración diferencias en la dificultad del terreno.
- c) Para aquellos tramos que utilizan oleoductos o poliductos existentes se verificó que ellos tuviesen un costo coherente con el de una red potencial para gas natural, o, en caso contrario, se limitó su valor a un valor económico determinado en forma tal de permitir la obtención de una señal económica para el correspondiente costo de transporte.

60.3.3 Resumen del cálculo de los costos unitarios: Para el cálculo de los cargos

se identificaron los costos unitarios (por MPCD de capacidad y por KPC de volumen) según tramos de la red, en la siguiente forma:

- Se seleccionó el escenario de demanda en cada mercado por sectores (residencial, industrial, sector eléctrico, GNC, etc.).
- Se calcularon los flujos máximos y promedios en cada uno de los tramos. Para ello se utilizaron supuestos sobre la forma como se atendería la demanda desde los diversos campos de producción compatibles con la fecha de desarrollo de los mismos y con las reservas existentes en ellos. Además, se utilizaron factores de carga (relación entre los volúmenes demandados y la demanda máxima pico y estacional, para termoeléctricas) diferentes por sectores de demanda.
- ECOPETROL identificó la expansión en la red de gasoductos requerida para atender las demandas asociadas con cada uno de los dos escenarios considerados, así como las inversiones requeridas.
- Para cada uno de los tramos se halló la anualidad de cada una de las inversiones requeridas tanto en la red inicial como en las ampliaciones. Para ello se utilizó una tasa anual de descuento del 12% y una vida útil de 20 años.
- Para cada uno de los años del período de planeamiento (1996-2011) y para cada tramo se consideró como costo económico de inversión la suma de las anualidades de los tramos iniciales y las ampliaciones que se hayan realizado hasta dicho año. Para cada tramo se calculó el valor presente de dicho flujo para el período de planeamiento, utilizando una tasa de descuento del 12% anual.
- Como costos de operación y mantenimiento se consideró un valor anual correspondiente al 2% de la inversión que se haya efectuado. Se calcularon dichos costos por tramo y por año, obteniéndose el valor presente de tales valores.
- Se obtuvo el valor presente de los flujos máximos y promedios por tramo durante el período de planeamiento, expresados en MPCD.
- El costo asociado a la capacidad para cada tramo resulta de dividir el valor presente de los costos de inversión por el valor presente de los flujos máximos.
- El costo asociado con el volumen resulta de dividir el valor presente de los costos de operación y mantenimiento por el valor presente de los flujos promedios.
- El cargo no asociado a la distancia para cubrir los costos de ramales, administración y compresión se calculó en forma adicional.

60.4. Metodología para el cálculo de los cargos de salida en nodos intermedios: El sistema de transporte del Interior comprende los (13) trece tramos troncales que se incluyen en el Diagrama No. 1. Del artículo 58. Sobre estos tramos podrán establecerse nodos intermedios de salida cuyos cargos asociados se calcularán en forma simple conforme a la siguiente metodología.



Sea el tramo de interés el que conecta los nodos A y B y que tiene una longitud

	<p>total de LT(km) para el cual se calcularán los cargos de salida en el nodo intermedio I ubicado a una distancia LI(km), medida sobre la troncal desde el nodo A.</p> <p>Los cargos de salida CI (capacidad en US\$/KPCD-Año) y VI (uso en US\$/KPC) en dicho nodo se calcularán a partir de los cargos de salida CA CB (capacidad en los nodos A y B) y VA, VB (uso en los nodos A y B) mediante la siguiente fórmula:</p> $C_I = C_A + (C_B - C_A) * \frac{LI}{LT}$ $V_I = V_A + (V_B - V_A) * \frac{LI}{LT}$ <p>60.5. El costo de transporte "en ramales" está incorporado a la tarifa de transporte en troncal para el nodo de salida de donde se desprende el "ramal". Por tanto, el precio del transporte hasta cualquier parte de un ramal será el costo calculado hasta el nodo de salida en troncal.</p> <p>Capitulo V - de la comercialización a grandes consumidores de gas natural Capitulo VI - de la distribución de gas combustible por redes de tubería Capitulo VII - de las áreas de servicio exclusivo de distribución de gas natural Capitulo VIII - otras disposiciones generales. (Documento 27)</p>
<p>Resolución CREG 077 del 10 de Septiembre de 1996</p>	<p>Por la cual se establece la tarifa para el sistema de transporte de propiedad de la empresa GASODUCTO DEL TOLIMA S.A.</p> <p>Artículo 1. Tarifa máxima promedio por servicio de transporte. La tarifa máxima promedio que podrá exigir la empresa GASODUCTO DEL TOLIMA S.A. por el servicio de transporte por el gasoducto descrito en el primer considerando de esta resolución, será una de las que se establecen en este artículo, según la alternativa de construcción del gasoducto que acoja, de acuerdo con lo que se describe en seguida :</p> <p>a. Si el gasoducto une a las poblaciones de Buenos Aires con Ibagué, de una parte, y a Chicoral con Ricaurte de otra, la tarifa máxima promedio autorizada será el equivalente de 0.54 dólares por kilo pie cúbico (US\$ 0.54 /KPC).</p> <p>b. Si el gasoducto une a las poblaciones de Buenos Aires con Ibagué de una parte y a Chicoral con Flandes de otra, la tarifa máxima promedio autorizada será el equivalente de 0.44 dólares por kilo pie cúbico (US\$ 0.44 /KPC).</p> <p>c. Si el gasoducto une a las poblaciones de Buenos Aires con Ibagué, de una parte, y a Chicoral con Espinal de otra, la tarifa máxima promedio autorizada será el equivalente de 0.37 dólares por kilo pie cúbico (US\$ 0.37 /KPC).</p> <p>.Si el gasoducto une a las poblaciones de Buenos Aires con Ibagué, la tarifa máxima promedio autorizada será el equivalente de 0.35 dólares por kilo pie cúbico (US\$ 0.35 /KPC).</p> <p>Parágrafo1. Las tarifas definidas en esta resolución no incluyen el impuesto de transporte, el cual será cancelado de conformidad con la ley.</p> <p>Parágrafo 2. Las tarifas a que se refiere esta resolución están expresadas en</p>

	<p>dólares de 1996.</p> <p>Artículo 2. Niveles y opciones tarifarias. La empresa GASODUCTO DEL TOLIMA S.A. ofrecerá distintos niveles tarifarios cuando las condiciones de costo y modalidad del suministro así lo permitan. En desarrollo de este artículo, podrá diseñar opciones tarifarias para el transporte según el perfil del volumen transportado, la prioridad en el uso de la capacidad de transporte y la localización del usuario, los cuales hará de público conocimiento y remitirá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas. La empresa podrá ofrecer, entre otras alternativas, tarifas por demanda máxima de capacidad, tarifas variables por consumo.</p> <p>Artículo 3. Denominación y liquidación de las tarifas. Las tarifas serán denominadas en dólares y la facturación se liquidará en pesos a la tasa de cambio promedio representativa del mercado que rija en el mes en que se haya realizado el transporte que se factura.</p> <p>Artículo 4. Disponibilidad del sistema de transporte. La empresa GASODUCTO DEL TOLIMA S.A. se obliga a planificar, reforzar, desarrollar, ampliar, mantener, operar y tener disponible su sistema de transporte para satisfacer toda demanda razonable de servicios de transporte de gas combustible, de acuerdo con las normas vigentes sobre calidad, seguridad del suministro y demás normas expedidas por autoridades competentes. de acuerdo con el plan de inversiones a que se refiere el artículo siguiente (Documento 28)</p>																								
<p>Resolución CREG 201 del 30 de Septiembre de 1997</p>	<p>Por la cual se dictan disposiciones en materia de transporte de gas natural para el Gasoducto Ramales de Boyacá</p> <p>Artículo 1. Definiciones: Para efectos de la presente Resolución, se tendrán en cuenta las definiciones contenidas en el capítulo 1 de la Res. CREG-057 de 1996, las cuales se adicionan con la siguiente:</p> <p>Subsistema de transporte Boyacá 01: Es el subsistema compuesto por el gasoducto o red de gasoductos con ramales y conexiones asociadas, que se conecta al sistema troncal de transporte denominado Gasoducto de Centro - Oriente que atiende parte o la totalidad de los siguientes municipios:</p> <table data-bbox="483 1432 1123 1793"> <tr> <td>Sogamoso</td> <td>Tuta</td> </tr> <tr> <td>Tunja</td> <td>Belén</td> </tr> <tr> <td>Duitama</td> <td>Ráquira</td> </tr> <tr> <td>Cerinza</td> <td>Sáchica</td> </tr> <tr> <td>Cucaita</td> <td>Samacá</td> </tr> <tr> <td>Floresta</td> <td>Santa Sofía</td> </tr> <tr> <td>Motavita</td> <td>Sora</td> </tr> <tr> <td>Nobsa</td> <td>Sutamarchán</td> </tr> <tr> <td>Oicatá</td> <td>Ti basosa</td> </tr> <tr> <td>Paipa</td> <td>Tinjacá</td> </tr> <tr> <td>Santa Rosa de Viterbo</td> <td>Villa de Leyva</td> </tr> <tr> <td>Belencito</td> <td>Cómbita</td> </tr> </table> <p>Artículo 2. Regulación del subsistema de transporte Boyacá 01. El</p>	Sogamoso	Tuta	Tunja	Belén	Duitama	Ráquira	Cerinza	Sáchica	Cucaita	Samacá	Floresta	Santa Sofía	Motavita	Sora	Nobsa	Sutamarchán	Oicatá	Ti basosa	Paipa	Tinjacá	Santa Rosa de Viterbo	Villa de Leyva	Belencito	Cómbita
Sogamoso	Tuta																								
Tunja	Belén																								
Duitama	Ráquira																								
Cerinza	Sáchica																								
Cucaita	Samacá																								
Floresta	Santa Sofía																								
Motavita	Sora																								
Nobsa	Sutamarchán																								
Oicatá	Ti basosa																								
Paipa	Tinjacá																								
Santa Rosa de Viterbo	Villa de Leyva																								
Belencito	Cómbita																								

	<p>subsistema de transporte a que se refiere la presente Resolución y sus operadores estarán regulados por las normas de la Ley 142 de 1994 y normas concordantes, en especial las contenidas en la Res. CREG-057 de 1996 y las disposiciones que la modifican y complementan.</p> <p>Artículo 3. Tarifa máxima promedio por servicios de transporte. La tarifa máxima promedio que se podrá cobrar por el servicio de transporte por el gasoducto descrito en el artículo 1o. de esta Resolución, será de 0.31 dólares por kilo pie cúbico (US \$0.31/KPC).</p> <p>Parágrafo 1. Las tarifas definidas en esta Resolución no incluyen el impuesto de transporte, el cual será cancelado de conformidad con la ley.</p> <p>Parágrafo 2. Las tarifas a que se refiere esta Resolución están expresadas en dólares de los Estados Unidos de América de 1997.</p> <p>Artículo 4. Niveles y opciones tarifarias. Se podrán ofrecer distintos niveles tarifarios cuando las condiciones de costo y modalidad del suministro así lo permitan. En desarrollo de este artículo, se podrán diseñar opciones tarifarias para el transporte según el perfil del volumen transportado, la prioridad en el uso de la capacidad de transporte y la localización del usuario, los cuales hará de público conocimiento el transportador y remitirá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.</p> <p>Se podrán ofrecer, entre otras alternativas, tarifas por demanda máxima de capacidad y tarifas variables por consumo.</p> <p>Artículo 5. Denominación y liquidación de las tarifas. Las tarifas serán denominadas en dólares de los Estados Unidos de América y la facturación se liquidará en pesos a la tasa de cambio promedio representativa del mercado que rija en el mes en que se haya realizado el transporte que se factura.</p> <p>Artículo 6. Disponibilidad del Sistema de Transporte. El transportador se obliga a planificar, reforzar, desarrollar, ampliar, mantener, operar y tener disponible su sistema de transporte para satisfacer toda demanda razonable de servicios de transporte de gas combustible, de acuerdo con las normas vigentes sobre calidad, seguridad del suministro y demás normas expedidas por autoridades competentes.</p> <p><i>(Documento 29)</i></p>
<p>Resolución CREG 077 del 25 de Junio de 1998</p>	<p>Por la cual se modifica la Resolución CREG-009 de 1998</p> <p>Artículo 1. Modificase el artículo 2º de la Resolución CREG 009 de 1998 de la siguiente manera:</p> <p>"TARIFA MAXIMA PROMEDIO POR SERVICIOS DE TRANSPORTE. La tarifa máxima promedio que se podrá cobrar por el servicio de transporte por el Subsistema de Transporte del Valle 01, descrito en el artículo 1o. de la Resolución CREG-202 de 1997, será de 0.075 dólares por kilo pie cúbico (US \$0.075/KPC).</p> <p>Parágrafo 1o. Las tarifas definidas en esta Resolución no incluyen el impuesto de transporte, el cual será cancelado de conformidad con la ley.</p> <p>Parágrafo 2o. Las tarifas a que se refiere esta Resolución están expresadas en dólares de los Estados Unidos de América de 1997."</p>

	<p>Artículo 2. La tarifa de transporte de que trata esta resolución, no podrá aplicarse a los pequeños consumidores ubicados dentro del área de servicio exclusivo del Valle del Cauca, los cuales solamente pueden ser atendidos por el distribuidor concesionario de dicha área, según lo establecido en las normas que regulan la materia. (Documento 30)</p>
<p>Resolución CREG 001 del 20 de Enero de 2000</p>	<p>Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte.</p> <p>Artículo 3. Criterios para el cálculo de los costos de inversión y gastos. Los costos de inversión y gastos para cada gasoducto o grupo de gasoductos, 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):</p> <p>3.1 Costo del Capital Invertido La CREG utilizará dos tasas de Costo del Capital Invertido para la determinación de los cargos de transporte, una del 11.5% y otra del 16% en dólares constantes antes de impuestos. La primera tasa (11.5%) será utilizada para establecer los cargos de transporte que permitan remunerar los costos de inversión a través de cargos fijos por derechos de capacidad en firme; y descontar los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento a través de cargos fijos por derechos de capacidad en firme. La segunda tasa (16%) será utilizada para establecer los cargos de transporte que permitan remunerar costos de inversión a través de cargos variables por volumen transportado. En todos los casos, la obtención de las tasas de Costo del Capital Invertido será responsabilidad de la empresa y dependerá principalmente de la labor comercial que adelante el Transportador. La CREG tendrá en cuenta las tasas antes referidas para determinar los cargos de referencia a los cuales podrán acogerse los Remitentes, sin perjuicio que estos y los Transportadores puedan llegar a acuerdos distintos de riesgo compartido.</p> <p>3.2 Inversión Base Los costos de inversión a reconocer se determinarán de la siguiente manera:</p> <p>3.2.1 Inversión existente a la fecha de la revisión tarifaria en activos propios de la operación (gasoductos, compresores del sistema de transporte, accesorios y otros) y otros activos (edificaciones, terrenos, muebles y enseres, equipos de transporte, equipos de comunicación, equipos de computación y otros).</p> <p>La inversión existente incluye los activos reconocidos en la última revisión tarifaria más las inversiones eficientes efectivamente ejecutadas durante dicho período.</p> <p>a) Se toma el costo de la inversión en dólares reconocido en la última revisión tarifaria aprobada por la Comisión, incluyendo los costos y las fechas de las inversiones eficientes efectivamente ejecutadas durante el último Período Tarifario.</p> <p>b) La Comisión actualizará estos costos a la Fecha Base, utilizando el PPI.</p> <p>c) Para activos en servicio, exceptuando terrenos y edificaciones, una vez</p>

transcurrida la Vida Util Normativa se calculará el costo de oportunidad del activo a partir del año veinte transcurrido desde la fecha de entrada en operación del mismo. El cálculo del costo de oportunidad del activo se establecerá tomando en cuenta la proporción entre la vida útil remanente y la vida útil total estimada (vida útil transcurrida más vida útil remanente).

d) Para activos cuya Vida Util Normativa se agote durante el Período Tarifario empleado en la revisión, el Transportador realizará los análisis y sustentará ante la CREG la conveniencia de su retiro o reposición teniendo en cuenta las condiciones técnicas del activo, sus costos de operación y mantenimiento, aspectos de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio entre otros. Análisis que conducirá a una de las siguientes dos opciones:

i) retirarlo del servicio al final de su Vida Util Normativa y proceder a reemplazarlo, en cuyo caso dicho reemplazo constituirá un compromiso de inversión y aplicará lo previsto en esta Resolución para la valoración de nuevas inversiones. La inversión asociada al activo retirado no se incluirá en la base de activos considerada en el Período Tarifario correspondiente.

ii) mantener el activo en operación después de agotada su Vida Util Normativa, quedando a consideración de la CREG la determinación del costo de oportunidad de ese activo, conforme a lo descrito en el literal anterior.

e) Bajo ningún caso se efectuarán modificaciones al monto de las inversiones existentes, ocasionadas por reemplazos de activos propios de la operación antes de concluir su Vida Util Normativa. Es decir, estos reemplazos no se adicionarán al monto de las inversiones existentes.

f) Para aquellos gasoductos cuya tarifa vigente haya sido calculada con base en el Artículo 56 del Código de Petróleos, se tomará como año de entrada en operación del activo, el año correspondiente a la última revisión tarifaria bajo dicho Código. Lo anterior, con el fin de mantener la consistencia con los criterios que se le venían aplicando.

g) La enajenación de un activo no afecta su antigüedad, esta será la correspondiente al año de entrada en operación del mismo.

h) Bajo ninguna circunstancia se incluirá en el monto de las inversiones existentes aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En todo caso, dichos retiros deberán ser reportados de conformidad con el procedimiento que establezca el Reglamento Unico de Transporte, y podrán ocasionar ajustes a los cargos vigentes durante el Período Tarifario respectivo si la CREG lo considera necesario.

3.2.1.1 Disposiciones especiales para determinar la inversión existente de los gasoductos Ballena-Barranca y Mariquita-Cali

Para los gasoductos Ballena-Barranca y Mariquita-Cali la inversión existente incluye el costo efectivo de dichos gasoductos para el Transportador, como se determina a continuación, más las inversiones efectivamente ejecutadas durante el último Período Tarifario.

a) El costo efectivo de los gasoductos Ballena-Barranca y Mariquita-Cali corresponderá al valor presente de las obligaciones de pago de ECOGAS con ECOPEPETROL establecidas en el Decreto 958 de mayo 27 de 1998 en un monto total de US\$653.38 millones en dólares constantes al 31 de diciembre de 1997, de los cuales US\$ 213.66 millones corresponden al gasoducto Ballena-Barranca y US\$ 392.75 millones corresponden al gasoducto Mariquita-Cali.

b) El costo calculado en el literal anterior se actualizará en cada revisión tarifaria utilizando el PPI.

c) La Vida Útil Normativa y el Horizonte de Proyección de dichos gasoductos será de treinta años, equivalente al período previsto para la cancelación total de las obligaciones de ECOGAS con ECOPETROL.

d) Para activos en servicio, exceptuando terrenos y edificaciones, una vez transcurrida la Vida Útil Normativa se calculará el costo de oportunidad del activo a partir del año treinta transcurrido desde la fecha de entrada en operación del mismo. El cálculo del costo de oportunidad del activo se establecerá tomando en cuenta la proporción entre la vida útil remanente y la vida útil total estimada (vida útil transcurrida más vida útil remanente).

e) Del costo calculado en los literales anteriores se restará el valor presente de los gastos de AO&M reconocidos por la Comisión, con base en la metodología que se establece en el Anexo 2 de la presente Resolución, descontado a una tasa del 11.5%.

f) Para estos activos rige lo dispuesto en los literales d), e), g) y h) del numeral

3.2.1 de la presente Resolución.

3.2.2 Programa de Nuevas Inversiones en activos propios de la operación (gasoductos, compresores del sistema de transporte, accesorios y otros) y en otros activos (edificaciones, terrenos, muebles y enseres, equipos de transporte, equipos de comunicación, equipos de computación y otros).

La empresa reportará el Programa de Nuevas Inversiones que proyecta realizar durante el siguiente Período Tarifario en dólares de la Fecha Base, así como la fecha de entrada en operación de la inversión en activos propios de la operación o la fecha de ejecución en otros activos. Las inversiones proyectadas reportadas por la empresa serán revisadas y ajustadas, de ser necesario, de conformidad con la Demanda Esperada de Volumen, la Demanda Esperada de Capacidad y los criterios para establecer la Inversión Base definidos en el Artículo 2 de esta Resolución.

Una nueva inversión puede incorporarse a los activos existentes de un gasoducto o grupo de gasoductos, del cual formará parte, cuando el Transportador pueda demostrar que los costos de dicha inversión son cubiertos con los beneficios generados a la gran mayoría de los usuarios de su Sistema de Transporte en aspectos tales como: mayor confiabilidad, acceso a nuevos productores, mayor flexibilidad operacional, acceso a Sistemas de Almacenamiento, reducción de restricciones o economías de escala.

Cuando una nueva inversión beneficia sólo a un grupo de usuarios, la integración de dicha inversión a la ya existente podrá efectuarse siempre y cuando su Factor de Utilización sea igual o superior al Factor de Utilización Normativo definido en el Art.2 de esta Resolución. De lo contrario la Comisión establecerá un cargo independiente para remunerar la nueva inversión.

Parágrafo: Las Interconexiones Internacionales tendrán cargos independientes de transporte.

3.2.3 Inversiones no previstas en el Programa de Nuevas Inversiones. En el evento en que un Transportador ejecute durante el Período Tarifario vigente una inversión no prevista en el respectivo Programa de Nuevas Inversiones presentado a la CREG en su solicitud de cargos, estos activos

podrán ser incluidos en la Inversión Base para el siguiente Período Tarifario de conformidad con lo establecido para Nuevas Inversiones en el numeral 3.2.2 de esta Resolución. En el entretanto la remuneración de estas inversiones se efectuará de conformidad con los cargos regulados vigentes para el gasoducto o grupo de gasoductos del cual se derive.

3.2.4 Inversiones no incluidas en los cargos de transporte.

Las inversiones correspondientes a activos tales como Conexiones, Sistemas de Almacenamiento, Estaciones de Compresión diferentes a las requeridas para el transporte de gas y aquellas a las que hacen referencia los literales e) y h) del numeral 3.2.1 de la presente Resolución, no serán consideradas para los cálculos de los cargos de transporte. Aquellas Conexiones que a la fecha de entrada en vigencia de esta Resolución se encuentren incluidas en los cargos de transporte podrán mantenerse en la base de activos correspondiente a la inversión existente de que trata esta Resolución. Los costos de las Conexiones no incluidas en dicha base de activos, serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de las mismas.

3.3 Gastos de administración, operación y mantenimiento

Como gastos de administración, operación y mantenimiento (AO&M) se reconocerá como máximo los gastos que se determinen con base en la metodología de estimación de frontera de eficiencia que se describe en el Anexo 2 de esta Resolución. Los gastos de AO&M serán reportados por las empresas en moneda local a la Fecha Base.

Artículo 4. Demandas esperadas de capacidad y volumen. La empresa reportará, para el Horizonte de Proyección, de tres a cinco escenarios de proyección de demanda, en forma separada para la inversión existente y para el Programa de Nuevas Inversiones, los cuales deberán incluir: volúmenes anuales (expresados en miles de pies cúbicos) y Demandas Máximas de Capacidad (expresada en miles de pies cúbicos día) desagregados conforme al Anexo 1. Estos escenarios estarán debidamente justificados (considerando variables tales como: escenarios hidrológicos, proyecciones macroeconómicas, escenarios de sustitución de los Agentes, entre otros) e incluirán la probabilidad de ocurrencia de los mismos. Con base en lo anterior, se calcularán la Demanda Esperada de Capacidad y la Demanda Esperada de Volumen.

La CREG analizará esta información, así como los contratos de transporte vigentes, la confrontará con información suministrada por la empresa en la última revisión tarifaria y podrá exigir al Agente explicaciones y correcciones de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición. En todo caso, no se admitirán Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el Factor de Utilización Normativo que se define en el numeral 4.1 de la presente Resolución. Para el cálculo de los cargos de transporte no se incluirá el transporte correspondiente a las pérdidas de gas.

4.1 Factor de Utilización Normativo

El Factor de Utilización Normativo para el primer Período Tarifario, a partir de la vigencia de la presente Resolución, será 0.5 para efectos del cálculo del cargo correspondiente a un gasoducto o grupo de gasoductos, según sea el caso, del Sistema Nacional de Transporte. El Factor de Utilización se calculará como se

	<p>define en el Artículo 2 de la presente Resolución.</p> <p>Parágrafo: En caso de que un gasoducto o grupo de gasoductos tenga un Factor de Utilización inferior a 0.5, para la determinación de los volúmenes correspondientes al Factor de Utilización Normativo, la Comisión utilizará un supuesto de crecimiento lineal de la demanda de volumen cuyo punto inicial corresponde a la demanda real de volumen del año anterior a la revisión tarifaria en el caso de gasoductos existentes, o a la demanda estimada para el primer año en el caso de nuevos gasoductos, y del año quince en adelante corresponde a la Capacidad Máxima del gasoducto. La Demanda Máxima de Capacidad correspondiente se determinará utilizando un Factor de Carga Esperado del 50% hasta alcanzar la Capacidad Máxima del Gasoducto.</p> <p>Artículo 5. Metodología general para la estimación de cargos regulados para el servicio de transporte. Los ingresos de las empresas Transportadoras serán obtenidos mediante cargos fijos y cargos variables regulados que remuneran los costos de inversión; cargos fijos que remuneran los gastos de AO&M; e ingresos de corto plazo cómo se describe a continuación:</p> $I_t \equiv \sum_{i=1}^n [CFC_i * CAP + CVC_i * VOL + CFAO\&M_i * CAP + Ingresos\ de\ Corto\ Plazo]_i$ <p>Donde:</p> <p><i>I_t</i> = Ingresos para el Transportador <i>CFC</i> = Cargo fijo diario que remunera costos de inversión (US/kpcd) calculado con la tasa de Costo del Capital Invertido del 11.5%, expresado en pesos de conformidad con lo establecido en el numeral 5.7 de la presente Resolución. <i>CVC</i> = Cargo variable que remunera costos de inversión (US/kpc) calculado con la tasa de Costo del Capital Invertido del 16%, expresado en pesos de conformidad con lo establecido en el numeral 5.7 de la presente Resolución. <i>CFAO&M</i> = Cargo fijo diario que remunera los gastos de AO&M (\$/kpcd) <i>CAP</i> = Capacidad contratada <i>VOL</i> = Volumen transportado <i>n</i> = Número de Remitentes <i>Ingresos de Corto Plazo</i> = Ingresos del Transportador provenientes de servicios de transporte que excedan la capacidad contratada por un Remitente, en los términos que se establecen en el Parágrafo de este numeral y expresado en pesos de conformidad con lo establecido en el numeral 5.7 de la presente Resolución.</p> <p>Parágrafo: Si un Remitente prevé o presenta una Demanda Máxima de Capacidad en un Día de Gas superior a su Capacidad Contratada con el Transportador o con otro Remitente, podrá adquirir este excedente en el mercado secundario o a través del Transportador, en cuyo caso el Transportador podrá establecer libremente los cargos por el servicio adicional de transporte. En todo caso, el Transportador deberá publicar mensualmente en el Boletín Electrónico de Operaciones, los cargos correspondientes a servicios de transporte que excedan la capacidad contratada por un Remitente. Dicha publicación deberá especificar cargos aplicables a días laborables y los aplicables a días no laborables para el mes siguiente a la fecha de su publicación.(...) (Documento 31)</p>
Resolución CREG 017	Por la cual se adoptan normas regulatorias en ejercicio de las facultades

del 29 de
Marzo de
2000

otorgadas por los Artículos 23 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, aplicables al servicio de gas natural.

Artículo 1. Definiciones. Para la aplicación de la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Agentes Operacionales o Agentes: Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta y transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un Usuario. Son Agentes los Productores-Comercializadores, los Comercializadores, los Transportadores, los Distribuidores, los Usuarios No Regulados y los Almacenadores Independientes

Capacidad Disponible Primaria: Es aquella capacidad de transporte que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como Capacidad Firme.

Capacidad Disponible Secundaria: Es aquella Capacidad Firme que el Remitente no proyecte utilizar y que de acuerdo con los derechos otorgados por el contrato de transporte suscrito puede ceder o vender a Remitentes Reemplazantes

Capacidad Firme: Capacidad que de acuerdo con los contratos suscritos no es interrumpible por parte del Transportador, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor.

Demanda Total: Corresponde a la demanda doméstica o nacional, más la demanda internacional.

Demanda Doméstica o Nacional: Corresponde al valor de la demanda doméstica total, afectada con las pérdidas en el Sistema Nacional de Transporte y las pérdidas de los Sistemas de Distribución.

Demanda Internacional: Corresponde al valor de la demanda internacional total.

Derechos de Suministro de Gas: Es la cantidad de gas contratado que otorga al comprador titularidad sobre la misma

Interconexión Internacional: Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.

Mercado Secundario: Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte, donde los Remitentes con Capacidad Disponible Secundaria y/o Agentes con Derechos de Suministro de Gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

Producción Total Nacional: Cantidad de gas extraída anualmente de los campos de producción del país, sin incluir el gas reinyectado, con destino al consumo interno y a la exportación.

Racionamiento de Emergencia de Gas: Déficit de gas originado en una limitación técnica, causada por la pérdida en tiempo real de operación de una instalación de producción de gas o por la salida forzada de activos de transporte, que implican que no es posible cubrir la demanda total esperada con cobertura regional o nacional

Racionamiento Programado de Gas: Déficit de gas originado en una limitación técnica identificada o en una catástrofe natural, que implican que las instalaciones de producción o la capacidad de transporte es insuficiente para cubrir la demanda total esperada.

Remitente: Persona natural o jurídica con la cual un Transportador ha celebrado un Contrato para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural. Puede ser alguno de los siguientes Agentes: un Productor-Comercializador, un

Comercializador, un Distribuidor, un Almacenador Independiente, un Usuario No Regulado, o un Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador.

Remitente Reemplazante: Remitente que utiliza la Capacidad Liberada por un Remitente con Capacidad Firme.

Reservas Probadas Remanentes: Es el volumen de gas existente en el subsuelo colombiano, cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran con razonable certeza que puede ser recuperado en el futuro, cuya explotación resulte económicamente viable, que se haya declarado su comercialidad (o que se haya iniciado su explotación en el caso de campos operados directamente por ECOPELROL) y cuya utilización es factible de acuerdo con la infraestructura de transporte y de producción existentes.

Sistema Nacional de Transporte: Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales y Sistemas de Almacenamiento.

Artículo 2. Agente Exportador. Será Agente Exportador cualquier Comercializador de gas combustible, o un Remitente que adquiera compromisos de exportación de gas combustible por periodos inferiores a seis (6) meses.

Parágrafo 1. Si el Remitente va a realizar ventas de gas de exportación por un plazo mayor a seis (6) meses deberá constituirse como Comercializador de gas combustible.

Parágrafo 2. Ningún Productor-Comercializador o Comercializador de gas natural podrá establecer en sus contratos de suministro de gas, cláusulas que limiten la exportación de gas natural.

Artículo 3. Precio de venta de Gas Natural de Exportación. El precio del gas natural con destino a la exportación será libre. En todo caso, los Agentes Exportadores deberán dar cumplimiento al principio de neutralidad, consagrado en la Ley 142 de 1994.

Parágrafo. Por neutralidad debe entenderse que cualquier comprador en Colombia tendrá el derecho a solicitar el mismo tratamiento tarifario y comercial que un comprador en el exterior si las características de su demanda son similares y si su precio interno es mayor al precio de exportación.

Artículo 4. Interconexiones Internacionales. Un Sistema de Transporte de gas natural, con origen en Colombia y destino en el exterior, estará sujeto a las siguientes condiciones:

- a) Con el fin de asegurar el cumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 11, Numeral 11.6 de la Ley 142 de 1994, y de conformidad con lo previsto por el Artículo 28 de la misma Ley, se deberá permitir el libre acceso e interconexión en todo el recorrido del gasoducto o grupo de gasoductos utilizados para la exportación, tanto los localizados en territorio nacional como fuera de él;
- b) Los gasoductos que se construyan para exportar gas, se remunerarán, en el tramo ubicado en el territorio nacional, mediante cargos que serán establecidos por el Transportador bajo el régimen de libertad regulada, con sujeción a la metodología general aplicable al Sistema Nacional de Transporte;
- c) Los Transportadores deberán publicar, por lo menos una vez por semestre en un diario de amplia circulación nacional, los cargos que establezcan conforme a

lo señalado en el literal anterior y mantener disponible dicha información para cualquier persona que se la solicite. Copias de las publicaciones deberán ser enviadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas;

d) En virtud del principio de neutralidad definido en la Ley 142 de 1994, los Transportadores no podrán adoptar prácticas de discriminación indebida en contra de las personas que soliciten el servicio de transporte;

e) Si el Agente Exportador utiliza para el transporte de gas de exportación Capacidad Disponible Secundaria, los precios y demás condiciones contractuales serán pactadas libremente entre las partes.

Artículo 5. Prohibición de exportaciones de gas natural De conformidad con lo establecido en la Ley 142 de 1994, Artículo 23 que faculta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para prohibir que se facilite a usuarios en el exterior el gas natural, cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por la CREG; y con el fin de garantizar una oferta energética eficiente en el país, de acuerdo con el Artículo 74 de la misma Ley, se prohibirá la exportación de gas natural, si se presenta cualquiera de las siguientes condiciones:

a) Por existir reservas insuficientes de gas natural;

b) Por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural; Cuando existan manifestaciones de solicitudes de suministro de gas natural no atendidas, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 8º de la presente Resolución. Para verificar la existencia de cualquiera de las condiciones señaladas en este Artículo se aplicarán las reglas establecidas en los siguientes Artículos de esta Resolución.

Parágrafo. La prohibición de suministro de gas a usuarios en el exterior se revocará cuando se supere la condición que originó la prohibición, siempre y cuando no se presente alguna de las condiciones establecidas en los literales a) y b) del presente Artículo.

Artículo 7. Restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural Cuando se presenten restricciones transitorias en el suministro y/o en la capacidad del Sistema Nacional de Transporte, los Productores Comercializadores y los Centros Principales de Control, respectivamente, procederán de acuerdo con las disposiciones que para el efecto se establezcan en el Reglamento Unico de Transporte y en las demás normas que al respecto expida la CREG. En todo caso, de requerirse racionamiento para exportaciones de gas, dicho racionamiento se regirá por los siguientes principios generales:

7.1 Racionamiento de gas de exportación por restricciones transitorias de suministro

En los casos en que la demanda internacional incida en una restricción de suministro que origine un racionamiento de suministro de gas, dicha demanda recibirá el siguiente tratamiento:

a) Cuando una demanda internacional está siendo cubierta por un Contrato de Suministro, tipo "Pague lo Contratado" o "Pague lo Demandado", suscrito con un Productor-Comercializador o un Comercializador por lo menos con seis (6) meses de antelación a la ocurrencia de la restricción de suministro, dicha demanda recibirá el mismo tratamiento aplicable a la demanda doméstica.

	<p>b) Cuando una demanda internacional está siendo cubierta en desarrollo de un contrato de suministro que no reúna las condiciones señaladas en el Literal anterior, o está siendo cubierta a través del mercado secundario, y el respectivo gas se requiera para cubrir las restricciones transitorias de suministro en el país, no se abastecerá la demanda internacional durante la restricción transitoria.</p> <p>7.2 Racionamiento de gas de exportación por restricciones de capacidad de transporte</p> <p>En los casos en que la demanda internacional incida en una restricción de transporte, dicha demanda recibirá el siguiente tratamiento:</p> <p>a) Cuando el gas de exportación está siendo transportado en desarrollo de un Contrato de Capacidad Firme suscrito con un Transportador por lo menos con seis (6) meses de antelación a la ocurrencia de la restricción de transporte, dicho servicio de transporte recibirá el mismo tratamiento aplicable a los servicios de transporte de gas con destino al mercado doméstico.</p> <p>b) Cuando el gas de exportación está siendo transportado en desarrollo de un contrato de transporte que no reúna las condiciones señaladas en el Literal anterior, o a través de servicios de transporte transados en el mercado secundario, y se requiera la capacidad de transporte destinada al transporte de gas de exportación para cubrir las restricciones de transporte en el país, dicho gas no será transportado por el Sistema Nacional de Transporte. (Documento 32)</p>
<p>Resolución CREG 023 del 30 de Julio de 2000</p>	<p>Por la cual se establecen los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país.</p> <p>Artículo 1. Definiciones. Para efectos de la presente Resolución y, en general, para interpretar las disposiciones sobre la actividad complementaria de la comercialización de gas natural, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la ley 142 de 1994 y en las demás resoluciones expedidas por la CREG.</p> <p>Comercialización de Gas Natural: Actividad de compra y/o venta de gas natural a título oneroso.</p> <p>Comercialización de Gas Natural por parte de Productores: Actividad de quien, siendo un Productor de Gas Natural, enajena a título oneroso su producción, total o parcialmente, en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, directamente a Usuarios No Regulados, a Comercializadores, Distribuidores u otros Agentes que lo requieran. Se entenderá que existe Comercialización cualquiera sea la forma contractual mediante la cual se enajene el gas.</p> <p>Comercializador: Todo aquel que de acuerdo con el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, tenga como actividad la comercialización de gas natural.</p> <p>Contrato Pague lo Contratado o "Take Or Pay": Tipo de contrato de compraventa o de suministro de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro se compromete a pagar un porcentaje, o un volumen, del gas contratado, independientemente de que éste sea consumido o no. Las obligaciones de tomar o pagar el gas por parte del comprador o del beneficiario</p>

del suministro, en este tipo de contrato, se liquidarán sobre una base mensual de volúmenes promedios diarios. La disposición sobre el volumen o el porcentaje de gas que se haya comprometido es un derecho del comprador, y el vendedor o el proveedor debe garantizar la entrega de gas hasta por el 100% del volumen contratado.

El precio del gas por todo concepto que se establezca para este tipo de contrato, deberá ser inferior al de un Contrato Pague lo Demandado y relacionado de manera inversa al porcentaje (%), o volumen, de gas que se comprometa, independiente del consumo.

El comprador o el titular de los derechos de suministro en un Contrato Pague lo Contratado, tendrá el derecho a utilizar el gas pagado y no tomado, durante los doce (12) meses siguientes al pago del gas no tomado, en el Punto de Entrega definido contractualmente. Para el efecto, el vendedor o proveedor podrá cubrir la obligación de entrega con gas propio o gas proveniente de terceros, siendo a su cargo el costo del transporte adicional que se requiera.

Contrato Pague lo Demandado o "Take and Pay": Tipo de contrato de compraventa o de suministro de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro solamente paga, por todo concepto, hasta el Precio Máximo Regulado, el gas consumido; y el vendedor o el proveedor se compromete a garantizar la entrega de gas hasta por la Demanda Identificada contractualmente.

En tanto existan reservas y el suministro sea técnicamente factible, el Contrato Pague lo Demandado garantiza firmeza en el abastecimiento de gas natural, hasta por la Demanda Identificada de gas prevista en el contrato.

Demanda Identificada: Corresponde a la demanda de un usuario o grupo de usuarios o la circunscrita a un mercado determinado, la cual debe estar claramente identificada en los contratos. La garantía de suministro está sujeta a la suscripción de un contrato de suministro y a que el Remitente efectúe las nominaciones correspondientes de acuerdo con la regulación vigente.

Gas Natural Asociado: Es todo gas o vapor, innatos en la formación y producidos en un yacimiento clasificado como de petróleo. Igualmente lo es todo gas que se extraiga de la capa de gas de un yacimiento de petróleo. El Ministerio de Minas y Energía es quien determina cuándo el gas de un campo, yacimiento o pozo es o no asociado.

Gas Natural No Asociado o Gas Natural Libre: Es aquel gas natural que es producido en yacimientos donde no se encuentra conjuntamente con el petróleo. El Ministerio de Minas y Energía es quien determina cuándo el gas de un campo, yacimiento o pozo es o no libre o no asociado.

Precio Máximo Regulado de Gas Natural: Es el precio máximo por todo concepto del gas natural establecido por la CREG, colocado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte cumpliendo especificaciones mínimas de calidad y presión que permiten su transporte y posterior comercialización.

Los Precios Máximos Regulados señalados en el Artículo 3º de la presente Resolución, se establecen en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, e incluyen los costos de desarrollo y de producción del campo; los sistemas de recolección de gas, las instalaciones de tratamiento, deshidratación y compresión; los equipos de medición de calidad del gas y el costo de la conexión entre los sistemas de recolección, es decir entre un campo productor y un Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte.

Producer Price Index (PPI): Índice de precios al productor de los Estados

Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).

Productor de Gas Natural: Es quien extrae o produce gas natural conforme a la legislación vigente.

Productor Comercializador: Es el Productor de Gas Natural que vende gas a un Agente diferente del asociado.

Punto de Entrada: Punto en el cual el Remitente entrega físicamente Gas Natural al Sistema Nacional de Transporte y el Transportador asume la custodia del Gas. El Punto de Entrada incluye la válvula de conexión y la "T" u otro accesorio de derivación.

Usuario No Regulado: Es un consumidor de más de 500.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 pcd a partir de enero 1o. del año 2005, de conformidad con lo establecido en el Artículo 77o de la Resolución CREG 057 de 1996 y aquellas que la modifiquen o sustituyan. Para todos los efectos un Gran Consumidor es un Usuario No Regulado.

Usuario Regulado: Es un consumidor de hasta 500.000 pcd, o su equivalente en m3 hasta el 31 de diciembre del año 2001; de hasta 300.000 pcd o su equivalente en m3 hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de hasta 100.000 pcd o su equivalente en m3 a partir de enero 1o. del año 2005, de conformidad con lo establecido en el Artículo 77o de la Resolución CREG 057 de 1996 y aquellas que la modifiquen o sustituyan. Para todos los efectos un Pequeño Consumidor es un Usuario Regulado.

Artículo 3. Precio Máximo Regulado del gas natural. Los Precios Máximos Regulados en dólares por millón de BTU, para el Gas Natural colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte, serán los siguientes:
1. Para el Gas Natural Libre producido en los campos de la Guajira, de que trata la Resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos, se aplicará como Precio Máximo Regulado, el fijado en dicha Resolución que esté vigente.
2. 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, que esté vigente. (...)

Artículo 5. Solicitud de suministro y ofertas de gas natural. Los Comercializadores, los Comercializadores a Usuarios Regulados y los Usuarios No Regulados que requieran del gas natural que comercialicen los Productores-Comercializadores, deberán dirigir una solicitud a los Productores-Comercializadores, indicando de manera clara la Demanda Identificada y un estimativo de la cantidad de energía requerida (MBTU), y las características propias de consumo.

En respuesta a dicha solicitud los Productores-Comercializadores, así como los Comercializadores de gas de los campos cuyo precio esté determinado según los numerales (1), (2) y (3) del Artículo 3º de la presente Resolución, con excepción de los precios no sujetos a tope máximo, deberán realizar al menos tres ofertas de venta de gas por una misma cantidad de energía, que consulten la regulación de precio de gas expedida por la CREG, de acuerdo con las características de cada comprador, de la siguiente manera:

a) Una oferta que corresponda a un Contrato Pague lo Demandado, por la

cantidad de energía solicitada, la cual deberá adecuarse a lo dispuesto en los Artículos 3o y 4o de la presente Resolución. En esta oferta el precio de cada transacción no podrá superar en ningún momento el Precio Máximo Regulado de Gas.

b) Una oferta que corresponda a un Contrato Pague lo Demandado, por la cantidad de energía solicitada, la cual deberá adecuarse a lo dispuesto en los Artículos 3o y 4o de la presente Resolución y a lo establecido en el Parágrafo 2o del presente Artículo. Esta oferta deberá incluir una fórmula de ajuste que garantice el cumplimiento de lo dispuesto en dicho Parágrafo.

c) Una oferta que corresponda a un contrato "Pague lo Contratado" por la cantidad de energía de que tratan los literales a) y b) del presente Artículo.

Parágrafo 1. Las ofertas a las que hace mención el presente Artículo deberán realizarse de acuerdo con lo establecido en los artículos 845 y 846 del Código de Comercio.

Parágrafo 2. Para aplicar la oferta de que trata el Literal b) del presente Artículo, las partes podrán celebrar contratos de venta o suministro en los que temporalmente el precio de gas supere el Precio Máximo Regulado fijado por la Comisión, si en promedio, y durante el período pactado entre las partes, no excede el máximo que hubiese debido pagar el comprador si se hubiese contabilizado y pagado por unidad, de acuerdo con los Precios Máximos Regulados establecidos por la Comisión. El período que se pacte para hacer la conciliación respectiva, se establecerá de común acuerdo entre las partes, en el respectivo contrato.

Artículo 6. Propuestas de suministro de gas natural para atender a Usuarios No Regulados. Los Comercializadores que atienden Usuarios No Regulados y los Usuarios No Regulados, podrán suscribir contratos de suministro con los Productores-Comercializadores o con los Comercializadores, en términos diferentes a los establecidos en el Artículo anterior.

Parágrafo. En caso de no llegar a un acuerdo, los Usuarios No Regulados, siempre tendrán la opción de escoger entre las ofertas que el Productor-Comercializador o el Comercializador realicen, en virtud de lo dispuesto en el Artículo 5o. de la presente Resolución.

Artículo 7. Publicación de información sobre reservas y capacidad de producción. Los Productores-Comercializadores deberán publicar anualmente, en un diario de amplia circulación nacional, a partir del 30 de junio del año 2000, sus reservas probadas remanentes y su capacidad diaria de producción.

Artículo 8. Subastas de suministro de gas natural. Antes del 30 de junio del año 2001, la Comisión establecerá un mecanismo de subastas para la venta parcial o total del gas de regalías y del gas producido por Ecopetrol. Las características de la subasta reflejarán las condiciones del mercado en dicho momento.

Las subastas de que trata el presente Artículo cubrirán el gas que no haya sido comprometido en contratos en el momento de entrar en vigencia la Resolución que las reglamente.

Artículo 9. Estatuto de Racionamiento de gas. Antes del 31 de diciembre del año 2000, la CREG definirá la regulación para el manejo de las restricciones de

	<p>suministro de gas. (Documento 33)</p>
<p>Resolución CREG 071 del 24 de Octubre de 2000</p>	<p>Por la cual se precisa la aplicación gradual del programa para alcanzar los límites en materia de subsidios, a los que se refieren las Resoluciones CREG-076 y CREG-115 de 1996 y CREG-077 de 1997.</p> <p>Artículo 1. <u>Ámbito de aplicación.</u> Esta Resolución se aplica a todas las personas que presten el servicio público domiciliario de energía eléctrica a usuarios regulados en las Zonas No – Interconectadas (ZNI) del territorio nacional.</p> <p>Artículo 2. Para alcanzar los límites legales establecidos en materia de subsidios dentro del período fijado por la Ley 286 de 1996, la fórmula sobre “incrementos uniformes” contenida en el Anexo II de la Resolución CREG-076 de 1997, se aplicará así:</p> <p><u>Subsidios:</u> Los incrementos uniformes del ANEXO II de la Resolución CREG-076 de 1996, aplicables hasta el 31 de diciembre de 2000, se aplicarán así:</p> <p>“INCREMENTOS UNIFORMES Los valores θ_{ij} estarán dados por:</p> <p><u>Para los estratos 1, 2 y 3</u></p> $\theta_{ij} = 1.0 \quad \text{si } t \leq 12 \text{ (Diciembre de 1996),}$ $\theta_{ij} = ((1+\rho_i) * C_{0n} / \Phi_i)^{((t-12)/48)} \quad \text{si } 12 < t \leq 48,$ <p><u>Para los estratos 1 y 2</u></p> $\theta_{ij} = ((1+\rho_i) * C_{0n} / \Phi_i)^{(0.75+0.25*(t-48)/36)} \quad \text{si } 48 < t \leq 60,$ $\theta_{ij} = ((1+\rho_i) * C_{0n} / \Phi_i) \quad \text{si } t > 60$ <p><u>Para el estrato 3</u></p> $\theta_{ij} = ((1+\rho_i) * C_{0n} / \Phi_i)^{(0.75+0.25*(t-48)/24)} \quad \text{si } 48 < t \leq 58 \text{ (Octubre de 2000),}$ $\theta_{ij} = ((1+\rho_i) * C_{0n} / \Phi_i)^{(0.75+0.25*(17/24))} \quad \text{si } t = 59 \text{ (Noviembre de 2000),}$ $\theta_{ij} = ((1+\rho_i) * C_{0n} / \Phi_i) \quad \text{si } t > 60 \text{ (Diciembre de 2000)}$ <p>Los valores de Φ_i se calculan con base en las tarifas aprobadas y vigentes en agosto de 1996 (expresadas en pesos de diciembre de 1995), deflactadas para tal fin con los IPP aplicables para agosto de 1996 y diciembre de 1995; esto es:</p> $\Phi_i = \text{Tarifa}_{(\text{agosto}/1996)}^{(0-CS)} * \frac{\text{IPP}_{\text{diciembre}/1995}}{\text{IPP}_{\text{agosto}/1996}},$ <p>Artículo 3. Para alcanzar los límites legales establecidos en materia de subsidios en Zonas No Interconectadas dentro del período de transición establecido en la Ley 286 de 1996, el Factor $K_{m,t}$ de la fórmula contenida en la</p>

Resolución CREG-077 de 1997, será el siguiente para el período octubre - diciembre de 2000:

TIPO DE USUARIO	Estratos 1 y 2 Consumo Mensual ≤ 200 kWh-Mes	Estratos 3 Consumo Mensual ≤ 200 kWh-Mes	Estratos 1, 2 y 3 Consumo Mensual >200 kWh-Mes
Octubre 2000 a 30 de Noviembre 2000	0.60	0.73	1.00
Octubre 2000 a 30 de Diciembre 2000	0.80	0.865	1.00
31 Diciembre de 2000 en adelante	1.00	1.00	1.00

(Documento 34)

Resolución CREG 008 del 20 de Febrero de 2001

Por la cual se modifican y aclaran algunas disposiciones contenidas en las Resoluciones CREG-001 y CREG-085 de 2000.

Artículo 1, Definiciones. Modifícanse las definiciones de Sistema Troncal de Transporte, Sistema Regional de Transporte y de Factor de Utilización Normativo establecidas en las Resoluciones CREG-084 y CREG-085 de 2000, en los siguientes términos:

Factor de Utilización: Es un indicador de utilización de un gasoducto o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima. El Factor de Utilización se define, como la relación entre la sumatoria de los valores presentes de las Demandas Esperadas de Volumen de cada año, en el Horizonte de Proyección, y la sumatoria de los valores presentes de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de transporte de un gasoducto o grupo de gasoductos, en el Horizonte de Proyección, multiplicadas por un factor de 365. Dichos valores presentes se calcularán utilizando la Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado por Servicios de Capacidad, definida para la empresa transportadora.

Sistema Troncal de Transporte –STT-: Gasoducto o grupo de gasoductos de un Sistema de Transporte, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, derivados de Puntos de Entrada de campos de producción o de Puntos de Transferencia de otro(s) Sistema(s) de Transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, Sistemas de Distribución, la conexión de Usuarios No Regulados, otro (s) Sistema (s) de Transporte y Sistemas de Almacenamiento.

Sistema Regional de Transporte –SRT-: Conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de Sistemas Troncales de Transporte, Puntos de Entrada de campos de producción o Puntos de Transferencia de otros Sistemas de Transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro (s) Sistema (s) Regional de Transporte, Sistemas de Distribución, la conexión de Usuarios No Regulados, Sistemas de Almacenamiento o que interconectan Sistemas de Distribución. Los Sistemas Regionales de Transporte no incluirán activos pertenecientes a Sistemas de Distribución.

Artículo 2. Modificase el Artículo 3o. de la Resolución CREG-085 de 2000, el cual quedará así:

"ARTÍCULO 3o. CÁLCULO DE LAS CAPACIDADES MÁXIMAS DE MEDIANO PLAZO: Para el cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de un **STT** o un **SRT** se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

3.1. Parámetros técnicos del fluido y del gasoducto. Los parámetros del fluido y del gasoducto utilizados para el cálculo de la Capacidades Máximas de Mediano Plazo, deben corresponder a los parámetros validados mediante simulaciones operacionales del transportador, teniendo en cuenta información histórica.

3.2 Presiones en Puntos de Entrada de Campos de Producción. Se utilizará como presión en Puntos de Entrada de campos de producción 1200 psig.

3.3. Máxima Presión de Operación Permisible. Las presiones que se simulen no deberán exceder las Máximas Presiones de Operación Permisibles establecidas por la Norma NTC-3838 o aquellas normas que la modifiquen, aclaren o sustituyan.

3.4 Procedimiento de cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de un STT. Para el cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de un **STT**, se simulará la red integrada por la totalidad de los gasoductos del **STT**, empleando modelos de simulación en estado transitorio y siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

3.4.1. Para cada Punto de Salida de un **STT**, se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la Demanda Esperada de Capacidad para cada año del Horizonte de Proyección;

3.4.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del Horizonte de Proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los Puntos de Salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún Punto de Salida la presión sea inferior a 250 psig o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los Puntos de Entrada. En los Puntos de Salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

3.4.3. Para aquellos Sistemas Troncales de Transporte que se deriven de un Sistema de Transporte de otro transportador, se utilizarán las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el Punto de Transferencia correspondiente.

3.4.4. Para aquellos Sistemas Troncales de Transporte que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

3.5. Procedimiento de cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de un SRT. Para el cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de un **SRT**, se efectuarán simulaciones independientes a las del **STT** del cual se deriven, empleando el mismo procedimiento descrito en los numerales 3.4.1. y 3.4.2, y los parámetros que se indican a continuación:

3.5.1. Para aquellos Sistemas Regionales de Transporte que se deriven de un Sistema de Transporte de otro transportador, se utilizarán las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el Punto de Transferencia correspondiente. En los demás casos se utilizará una presión de entrada de 250 psig y presiones de salida de 60 psig.

3.5.2. Para aquellos Sistemas Regionales de Transporte que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

1.5.3. Si dentro de un Sistema de Transporte la Capacidad Máxima de Mediano

	<p>Plazo, calculada para cualquier gasoducto, es inferior a la suma de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de los gasoductos que se desprenden de él, los valores de capacidades calculados para estos últimos se disminuirán en forma proporcional, hasta lograr que su capacidad acumulada no exceda la del gasoducto del cual se desprenden.</p> <p>1.5.4. Parágrafo: Una vez efectuados los cálculos de Capacidades Máximas de Mediano Plazo, el transportador deberá enviar a la CREG las memorias correspondientes que incluyan todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, así como las capacidades, presiones y extracciones en cada tramo y en cada Punto de Salida a lo largo del gasoducto.</p> <p>La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá verificar, dentro de los términos legales, el cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de los SRTs o STTs realizado por el transportador". (Documento 35)</p>
<p>Resolución CREG 018 de 25 de Abril de 2002</p>	<p>Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998.</p> <p>Artículo 1. Modifíquese el numeral 3) del Artículo 3o. de la Resolución CREG-023 de 2000 el cual quedará así: "3. A partir de la vigencia de la presente Resolución se establecen 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, los siguientes valores: a) US\$1.40/MBTU, 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. b) 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."</p> <p>Artículo 2. Modifíquese el Artículo 4o. de la Resolución CREG-023 de 2000, el cual quedará así:</p> <p>"ARTÍCULO 4o. Actualización de los Precios Máximos Regulados. Los Precios Máximos Regulados señalados en los numerales (1) y (2) del Artículo 3o. de esta Resolución, se actualizarán conforme a lo estipulado en la respectiva resolución que les aplique.</p> <p>A partir del 1º de enero del año 2003 el Precio Máximo Regulado señalado en el literal (a) del numeral (3) del Artículo 3o. se actualizará cada primero de enero y cada primero de julio conforme a la siguiente fórmula:</p> $P_s = PF_{s-1} \left(\frac{PPI_{s-1}}{PPI_{s-2}} \right) + BOL_{s-1} \left(\frac{NYMEX_{s-1}}{NYMEX_{s-2}} \right) - VLR \left(\frac{NYMEX_{s-1}}{NYMEX_0} \right),$ <p>dónde,</p> <p>Ps : es el Precio Máximo Regulado correspondiente al semestre s, PFs-1 : es el componente fijo del Precio Máximo Regulado del semestre s-1</p>

actualizado con el PPI según la fórmula. Para el primero de enero del año 2003, el valor de PFs-1 es igual a 73 centavos de dólar,
 BOLs-1 : es el componente variable del Precio Máximo Regulado del semestre s-1 correspondiente al valor de la pérdida de crudo, actualizado con el índice NYMEX según la fórmula. Para el primero de enero del año 2003, el valor de BOLs-1 es igual a 85 centavos de dólar,
 VLR : es el componente variable del Precio Máximo Regulado correspondiente al beneficio por recuperación de líquidos. Hasta que se cumpla el primer año completo de operación de la planta con capacidad de tratamiento de 100 MPCD de gas natural en condiciones de ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte de Gas, el valor de VLR es igual a 18 centavos de dólar, actualizado con el índice NYMEX según la fórmula. Una vez se cuente con un año completo de operación de dicha planta, el valor de VLR se actualizará anualmente como se establece en el Parágrafo 2o. del presente Artículo,
 PPIs : Índice semestral, del semestre s, de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200),
 NYMEXs : Promedio semestral, para el semestre s, del índice de precios diario para el crudo estándar cotizado en el mercado de Nueva York (New York Mercantile Exchange); el semestre cero (0) corresponderá al primer semestre del año 2002.

Parágrafo 1. Actualización de precios. En los contratos de suministro celebrados con Usuarios No Regulados o con Comercializadores para atender Usuarios No Regulados, las partes podrán, de común acuerdo, acogerse a un esquema de actualización de precios diferente al establecido en este Artículo. En caso de no lograrse acuerdo, se aplicará lo dispuesto en este Artículo".

Parágrafo 2. Actualización anual de la componente VLR. Una vez se cumpla la condición establecida en la descripción del componente variable VLR de la presente Resolución, el valor de la componente VLR se actualizará anualmente como sigue.

Cada primero de enero, el valor de la componente VLR en el precio máximo será actualizada considerando la recuperación real de líquidos estabilizados reportados para el año inmediatamente anterior por ECOPETROL en la planta de 100 MPCD, según la siguiente expresión:

$$VLR = VPN(LR_T, r, P) / VPN(Q_0) \text{ para } T = 1, \dots, 15$$

Donde:

VPN = Valor Presente neto del beneficio por recuperación de líquidos.

T = año para el cual se realiza la actualización.

r = tasa de descuento igual a 18.45%.

P = precio de crudo igual a US\$ 16/barril para valoración de LR.

VPN(Q0) = Valor presente neto de producción de gas natural igual a 185.42 millones de MBTU.

LRT = Valor de Recuperación de Líquidos, en barriles, para el año T, a considerar en la determinación del valor presente neto para la estimación de la componente VLR. A partir del año T hasta el año 15, el valor constante a considerar como LR será el reportado por ECOPETROL para el año T-1 en los

términos del párrafo 2 del Artículo 4o. modificado por el Artículo 2o. de la presente Resolución. Para los años 1 a T-1 se deberán incluir los valores reales de recuperación de líquidos reportados por ECOPETROL, según lo previsto.

Artículo 3. El Artículo 6o. de la Resolución CREG-017 de 2000 quedará así:
"ARTÍCULO 6o. RESERVAS INSUFICIENTES DE GAS NATURAL. 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.

Factor R/P=	Reservas Probadas Remanentes
	Producción Total Nacional

De conformidad con lo establecido en el Artículo 67.7 de la Ley 142 de 1994 y demás funciones atribuidas por la Ley, el Factor R/P será calculado anualmente por el Ministerio de Minas y Energía, el 31 de Enero de cada año. Para realizar dicho cálculo se utilizará la Producción Total Nacional de gas natural del año calendario inmediatamente anterior y las Reservas Probadas Remanentes a 31 de Diciembre de dicho año.

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. Esta disposición permanece vigente, mientras el factor R/P sea inferior a (6) años.

Parágrafo. La anterior disposición aplicará de manera idéntica para el caso en que la exportación corresponda a gas natural licuado o comprimido –GNL o GNC.".

Artículo 4. Modifíquese el Artículo 6o. de la Resolución CREG-071 de 1998, el cual quedará así:

"ARTÍCULO 6o. COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA. A partir del 12 de septiembre del año 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, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 71 de la Resolución CREG-057 de 1996. (...)

(Documento 36)

Resolución CREG 018 deL 30 de Marzo de 2004

Por la cual se da cumplimiento a las disposiciones previstas en el Artículo 3 del Decreto 802 de 2004 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, mediante el cual se establecen incentivos para el consumo de Gas Natural Comprimido para uso Vehicular –GNCV-.

Artículo1. Condiciones Comerciales para el uso del Gas Natural Comprimido Vehicular. Para efectos de aplicar lo dispuesto en la Resolución CREG-011 de 2003, los Distribuidores determinarán el cargo de distribución para

	<p>las personas que utilizan gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores, de acuerdo con las siguientes disposiciones:</p> <p>Podrán otorgar descuentos en los cargos de distribución de cada uno de los rangos de la canasta de tarifas para los comercializadores de GNCV, sin la obligación de que dichos descuentos sean aplicados a los usuarios que no comercialicen GNCV.</p> <p>Estos descuentos deben originar un único cargo de distribución, el cual será establecido libremente por el Distribuidor y podrá ser modificado en períodos no inferiores a un mes, previa publicación en un diario de amplia circulación.</p> <p>El cargo de distribución aplicable a las personas que utilizan Gas Natural Comprimido Vehicular, será el mismo para todos los comercializadores de GNCV del mercado relevante del Distribuidor, sin importar el rango de consumo de la canasta tarifaria al que pertenezcan.</p> <p>Artículo 2. Canasta de Tarifas: Para la aplicación de la metodología establecida en el numeral 7.7.2 de la Resolución CREG-011 de 2003, específicamente para el cálculo de los cargos de distribución aplicables en cada mes para cada uno de los rangos de consumo de la canasta de tarifas, Djm, se considerarán los consumos pertenecientes a la demanda de GNCV sin considerar los descuentos establecidos según lo dispuesto en el Artículo 1 de la presente Resolución. (Documento 37)</p>
<p>Resolución CREG 082 del 22 de Julio de 2005</p>	<p>Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, “Por la cual se deroga el Parágrafo 2. del Artículo 3. de la Resolución CREG 023 de 2000”.</p> <p>Artículo 1. Hágase público el proyecto de resolución “Por la cual se deroga el Parágrafo 2. Del Artículo 3. de la Resolución CREG 023 de 2000”</p> <p>Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los quince (15) días siguientes a la publicación de la presente Resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.</p> <p>Artículo 3. Infórmese en la página web la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás aspectos previstos en el artículo 10 del Decreto 2696 de 2004. (Documento 38)</p>
<p>Resolución CREG 088 del 6 de Septiembre de 2005</p>	<p>Por la cual se deroga el Parágrafo 2. del Artículo 3. de la Resolución CREG 023 de 2000</p> <p>Artículo 1. Se deroga el Parágrafo 2. del Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000.</p> <p>Artículo 2. Los precios regulados dispuestos en la Resolución CREG 023 de</p>

	<p>2000, tendrán una vigencia de cinco años. Lo anterior, sin perjuicio de que se ejerzan las competencias que la Ley asigna a la CREG en los Artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994. (Documento 39)</p>
--	---

2. CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
<p>DNP: UNIF – DIREN.</p> <p>CONPES 2571 “Programa para la Masificación del consumo de Gas”.</p> <p>18 de Diciembre de 1991.</p>	<p>Este documento somete a consideración del CONPES el programa para la masificación del consumo de gas.</p> <p>En primer lugar establece que el objetivo principal de la masificación es mejorar la oferta de energía a los usuarios, reducir sus costos y promover la conservación y uso racional de los recursos energéticos, para evitar el comportamiento atípico que Colombia venía presentando en los últimos veinte años al no considerar el gas natural como una importante fuente de energía y desperdiciarlo.</p> <p>En segundo lugar puntualiza los objetivos específicos en cuatro:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Promover el consumo masivo de gas natural y gas propano - Inducir el ahorro de energía en términos de costos y de cantidad - Garantizar una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada. - Estimular la inversión privada <p>Los principales problemas que presenta en los antecedentes son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Existen distorsiones en la oferta de energética como resultado del enorme desarrollo hidroléctrico, los bajos precios del gas y el confuso esquema institucional del sector energético. - A lo largo de los últimos 20 años la ampliación de la oferta no se acompañó con un adecuado incremento en la oferta de gas natural libre y gas propano – GLP- a pesar de sus grandes ventajas. - Colombia tiene una estructura de consumo de energía que es atípica con respecto al patrón existente en otros países. - Existe una estructura de precios inadecuada porque todos los energéticos tiene un precio de venta inferior a su costo económico, lo cual supone subsidios al consumidor. (Subsidios representan entre 40% y 50% de los costos económicos). <p>Ante estos asuntos el CONPES recomienda:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Adoptar las distintas políticas descritas en el mismo documento. 2. Eliminar gradualmente, en un período de un año, el sistema de cupos para la distribución de gas propano con las acciones requeridas para aumentar la oferta. 3. Adecuación del marco institucional del sector por parte del Ministerio de Minas y Energía con base en los criterios generales establecidos en el documento. 4. Encargar al Ministerio de Minas de todas las medidas necesarias para

	<p>garantizar el cumplimiento de los planes y programas descritos.</p> <p>5. Solicitar a ECOPETROL que ejecute aceleradamente un programa de venta de su participación en el capital de las empresas distribuidoras de gas.</p> <p>Para el desarrollo de estas acciones, se establecen las siguientes acciones específicas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Construir, por parte de ECOPETROL, la infraestructura para la importación y almacenamiento de gas propano en Cartagena y Bahía Málaga, así como en Pozos Colorados según se requiera. 2. Ampliar la cobertura de gas natural mediante la construcción de los gasoductos mencionados, que unirán los centros de producción con los centros de consumo. 3. Ampliar la producción de gas propano en las refinerías de ECOPETROL y en Cusiana, de acuerdo con el programa descrito. <p><i>(Documento 40)</i></p>
<p>DNP: MIN-MINAS-ECO-PETROL-UNIF - DIMEN.</p> <p>CONPES 2646 "PLAN DE GAS, estrategia para el desarrollo del PROGRAMA GRASLA de gas".</p> <p>18 de marzo de 1993.</p>	<p>El objetivo principal del programa para la masificación del consumo de gas es promover una matriz de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país mediante la sustitución de recursos energéticos de alto costo, inicialmente por GLP (gas propano), y más adelante por la masificación del gas natural.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se propuso elevar el consumo de GLP de 13.900 BPD a 25.000 BPD. - El nuevo descubrimiento de reservas permite reducir el costo de suministro de gas natural tanto en transporte como en el costo de agotamiento en campo dando mayor viabilidad al programa. <p>Objetivo: el estado debe tener un papel más agresivo fomentando el consumo y liderando y facilitando la participación de la empresa privada.</p> <p>Estrategia:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se estimulará la oferta, con mayor libertad de precios. <p>La demanda, con un sistema masivo hacia los consumidores que cubre los costos de la inversión.</p> <p>Se crea una red transporte.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Se debe liderar un plan para evitar atrasos y coordinar la acción de ECOPETROL y la empresa privada encargada en el transporte. 3. Se deben garantizar volúmenes importantes a grandes consumidores (industria y sector eléctrico), para un adecuado balance entre los diferentes consumidores, en términos de beneficio económico y social, viabilidad financiera y cobertura nacional. 4. La construcción del sistema de transporte debe planearse de modo que los gasoductos lleguen simultáneamente a las grandes ciudades (Calí, Medellín, Eje cafetero y Bogotá). <ul style="list-style-type: none"> A. Sistema de Transporte y comercialización B. Marco Normativo - Se debe establecer un sistema de regulación para el gas natural. - Elaborar una propuesta de legislación independiente para el subsector (poner el gas a la par con los sustitutos energéticos).

- La comisión de Regulación Energética (CRE) fijará los volúmenes necesarios para atender el sector residencial, sobre los cuales se mantendrá control de precios a productor.
 - El ministerio de minas y energía podrá modificar la Resolución 061 de 1993 para que los productores puedan suministrar gas a los grandes consumidores (industria, generación térmica) con precios acordados libremente por los panes.
- C. Marco Tarifario
- El esquema planteado de precios al productor transpone en este documento la tarifa en puerta de ciudad permitirá la penetración masiva del gas natural.
 - El precio del GLP está muy por debajo de su valor económico se requeriría un aumento del 30% al productor en términos reales, en el precio de venta al público.
 - Se deben eliminar las diferencias tributarias con respecto al gas propano entre el sector doméstico y el industrial, para evitar distorsiones en el mercado.

Plan de Acción y Recomendaciones:

1. Encargar a ECOPETROL en un plazo de dos meses, certificar las reservas disponibles que permitan la ejecución del plan.
2. Encargar a ECOPETROL y a la empresa que se constituya para tal fin, el tener en funcionamiento el sistema de gasoductos, a más tardar en el tercer trimestre de 1994: así como, contratar bajo el esquema de BOMT o similares, la construcción del sistema de transporte de gas natural (gasoducto troncal y gasoductos regionales), otorgando las garantías que se requieran para asegurar las inversiones.
3. Solicitar a ECOPETROL, que prepare en un plazo de tres meses, un esquema para construir, a más tardar el principio de enero de 1994, una entidad encargada de la administración del sistema de transporte y la comercialización del gas natural.
4. Solicitar a ECOPETROL que asegure la puesta en operación del terminal de Bahía Málaga y su correspondiente poliducto a Cali en el primer semestre de 1995. Para tal efecto, el INDERENA deberá emitir su concepto en los próximos 30 días. Adicionalmente, solicitar a ECOPETROL reforzar la capacidad de transporte fluvial de gas propano entre Cartagena y Barranca.
5. Encargar al Ministerio de Minas y Energía y al DNP contratar un grupo de consultores, para que en un plazo de tres meses elabore una propuesta para la modernización de las normas del subsector.
6. Encargar al Ministerio de Minas y Energía, definir por intermedio de la Comisión de Regulación Energética metas volumétricas de suministro de gas y el establecimiento de las tarifas de transporte y suministro al sector residencial. Adicionalmente la fijación de precios para todos los energéticos deberá apoyar el desarrollo del plan de gas y conducir a que se reflejen los respectivos costos económicos.
7. Encargar a ECOPETROL durante 1993, diseñar un Plan de Distribución de Gas Natural Comprimido y de GLP.
8. Encargar al Ministerio de Minas y Energía, modificar la Resolución 061 de 1983, con el fin de poder permitir la venta de gas con precios libremente acordados a grandes consumidores (industria generación

	<p>térmica).</p> <ol style="list-style-type: none"> 9. Solicitar al Ministerio de hacienda y Crédito Público adelantar las gestiones necesarias para eliminar las diferencias tributarias del OLP doméstico e industrial. 10. Encargar al Ministerio de Minas y Energía, dentro de la revisión del plan de expansión del sector eléctrico, evaluar la inclusión de proyectos de gas en el interior del país de acuerdo con la disponibilidad de este recurso. <p>(Documento 41)</p>
<p>DNP: DIE. MNISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA</p> <p>CONPES 3190 "Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas "</p> <p>31 de julio de 2002.</p>	<p>Este documento somete a consideración del CONPES un balance y las estrategias a seguir para impulsar el plan de Masificación de Gas, adoptado desde diciembre de 1991.</p> <p>El CONPES presenta un balance de los objetivos alcanzados en términos de usuarios, municipios atendidos, kilómetros de redes tendidas y otras variables que muestran el buen desempeño del gas natural, en cuanto a penetración en el sector residencial, principalmente.</p> <p>El Ministerio de Minas y Energía y el Departamento de Planeación recomiendan al CONPES:</p> <p>Solicitar al Ministerio de Minas y Energía y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente para los combustibles líquidos, de tal forma que los agentes del sector puedan diseñar estrategias sostenibles para la penetración del gas natural en los sectores industrial y transporte. 2. Asegurar la disponibilidad del gas natural en el corto y largo plazo. 3. Incorporar los resultados del estudio de beneficio-costo adelantado por los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público para la definición del esquema tarifario del sistema de transporte de ECOGAS. 4. Crear los mecanismos para subastar el gas de propiedad de ECOPETROL que no se encuentre comprometido en contratos. 5. Crear un sistema de información electrónico que permita consultar los precios nacionales y de referencia internacional de los hidrocarburos con una actualización mensual y semanal, respectivamente. <p>(Documento 42)</p>
<p>DNP: DIE. MNISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO CONPES</p>	<p>Este documento somete a consideración del CONPES un conjunto de estrategias que continúen con la consolidación y masificación de la industria del gas natural y su vinculación activa al desarrollo económico y social del país. Entre ellas ésta la coordinación de diversos instrumentos fiscales, medidas de reestructuración empresarial y el uso eficiente de la canasta energéticos, sobre la base de mecanismos de mercado.</p> <p>Recomendaciones:</p> <p>El Ministerio de Minas y Energía, el ministerio de Hacienda y crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación recomienda al CONPES:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Autorizar a la Nación para que adelante un proceso de vinculación de

<p>3244 “Estrategias para la dinamización y consolidación del sector gas natural en Colombia”</p> <p>15 de Septiembre de 2003.</p>	<p>capital privado a la empresa ECOGAS.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Encomendar a ECOGAS, que proporcione los recursos y suscriba los convenios necesarios para que la Nación, directa o indirectamente a través de una de sus entidades, adelante la contratación de una Banca de inversión. 3. Encomendar al Comité de Dirección, para que una vez definida la vinculación de un inversionista estratégico al negocio de transporte de gas asociado a ECOGAS, defina las herramientas necesarias para asegurar que únicamente el valor de mercado efectivamente pagado por el inversionista se refleje en los cobros por capacidad y volumen del sistema de transporte, y estimular la aplicación de estrategias comerciales que induzcan a la masificación del gas y penetración de mercados regionales. 4. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía reglamentar el artículo 59 de la Ley 812 de 2003 para definir un marco general de la actividad de exportaciones de gas natural, así como diseñar incentivos para la conversión de industrias al gas natural y la comercialización de dicho combustible para el sector vehicular. 5. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía reglamentar lo establecido en las Leyes 812/03 y 681/01 en lo referente a considerar a los Sistemas de Transporte Masivo como Grandes Consumidores Individuales no intermediarios de ACPM. Además que incluya las características de los combustibles estipuladas en el documento con las cuales estos sistemas deben operar. 6. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía, para que en coordinación con la DIAN y los Distribuidores Mayoristas de combustibles, definan los mecanismos apropiados para ejercer un control efectivo a las cantidades y calidades del ACPM, utilizados por el sector de transporte municipal. 7. Solicitar al Minminas y al minhacienda, continuar con el programa de desmonte de subsidios a los combustibles líquidos –gasolina y ACPM- estableciendo una senda clara de aumentos periódicos que aseguren en los plazos establecidos igualar el Ingreso al Productor con un referente de precio del crudo a largo plazo. 8. Solicitar al mininas un decreto, a fin de que la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el mismo Ministerio adopten las acciones necesarias para homogenizar los periodos de indexación de los precios de los diferentes combustibles. 9. Autorizar a la Nación, representada por el Minhacienda, para que dentro del proceso de vinculación de un inversionista estratégico al sistema de transporte de gas asociado a ECOGAS, se implementen medidas tendientes a asegurar el cumplimiento del esquema de pagos de ECOGAS a ECOPETROL. <p>Esta es la política emitida por el CONPES más reciente en materia de gas, sin embargo, las recomendaciones que estableció ya fueron acatadas, por lo cual se presentarán a continuación las herramientas reales que estas propuestas brindaron al sector:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La definición de un marco general para las exportaciones de gas natural (<i>Decreto 3428 de 2003</i>). - El diseño de incentivos para comercializar el gas natural en el sector vehicular (<i>Decreto 802 de 2004</i>).
---	--

	<ul style="list-style-type: none"> - La reglamentación de la comercialización del gas natural (<i>Decreto 3429 de 2004</i>) - La decisión de empezar el proceso de privatización de ECOGAS. (<i>Documento 43</i>)
--	---

3. DOCUMENTOS TÉCNICOS E INFORMES GUBERNAMENTALES

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
<p>UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. – UPME-MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA</p> <p>Plan Energético Nacional. Estrategia Energética Integral. Visión 2003-2020.</p> <p>Colombia, 2003.</p>	<p>El Plan Energético es realizado por la UPME cumpliendo lo establecido en el Artículo 15 de la Ley Eléctrica 143 de 1994 y en el cual dan linamientos de política para el desarrollo del sector energético en el largo plazo. La UPME ha realizado dos planes, el primero de ellos publicado en mayo de 1994. En este plan se recogieron los resultados iniciados por la CREG y finalizados por la UPME. El segundo plan fue publicado en 1997, el cual se denominó “Autosuficiencia Energética Sostenible”. El presente documento se constituye entonces en el tercer plan energético desarrollado por la UPME.</p> <p>El plan fue desarrollado por un equipo de trabajo interno de la Unidad, que en una primera fase elaboró el diagnóstico; posteriormente se desarrollaron los objetivos y líneas estratégicas, para lo cual se contó además con el apoyo de expertos sectoriales externos a la UPME. Todo el proceso concluyó con la consulta del documento por parte de los agentes del sector los cuales realizaron comentarios que fueron valorados y validados para su incorporación.</p> <p>En la definición de objetivos y líneas estratégicas se han tenido en cuenta tanto los países elaborados anteriormente por la UPME como las líneas de política establecidas en el Plan de Desarrollo del presente Gobierno. Todo ello enmarcado por el desempeño reciente de l Sector.</p> <p>Los objetivos a largo plazo continúan siendo los mismos que los de los planes anteriores, salvo el objetivo instrumental enfocado a la educación institucional del sector energético al nuevo ambiente. Sin embargo en esta versión se han agrupado los objetivos en forma ligeramente diferente, dada la evolución al presente de las reformas. Además, los objetivos relacionados con el medio ambiente y el uso racional de energía han sido involucrados dentro de los otros, dado que son transversales a todos ellos.</p> <p>OBJETIVOS Y LÍNEAS DE ACCIÓN:</p> <p>Colombia cuenta con una situación que podemos considerar privilegiada en Latino América. Contamos con suficientes recursos en petróleo, gas y carbón que hacen que la oferta de energéticos sea variada y no se constituya en un factor que dificulte el desarrollo socioeconómico del país.</p> <p>Existen 6 objetivos a largo plaza que se han presentado en planes anteriores y que en este plan son los mismos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Mantener o incrementar el aporte del sector a la balanza de pagos.c

	<ol style="list-style-type: none"> 2. consolidar el esquema competitivo en los diferentes mercados. 3. Profundizar el desarrollo del plan del gas. 4. Ampliar y garantizar la oferta interna de energéticos con precios eficientes y adecuada calidad. 5. Favorecer el desarrollo regional y local. 6. Incorporar nuevas fuentes y tecnologías. <p>Entre algunos lineamientos del plan son importantes las siguientes propuestas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Utilización de mecanismos de mercado e introducción de la competencia en todos los energéticos: Como complemento a la búsqueda de minimizar la participación del Estado en las actividades productivas, se debe introducir esquemas de competencia en los procesos de producción, transporte, distribución y comercialización de los energéticos. 2. Eficiencia asignativa de recursos: la estrategia energética se enfoca a la participación del sector privado en su operación y expansión, así como la utilización de mecanismos de mercado que propendan por una mayor nivel de competencia, en aras de una mayor eficiencia en los procesos productivos. 3. Suficiencia energética: Se requiere que el país disponga en todo momento de los recursos energéticos suficientes; para ello se deben combinar los recursos propios con los recursos de importación de preferencia de los países vecinos. El país debe considerar sus propios recursos, pero también debe considerar los recursos que le puedan ofrecer a los países vecinos, muy especialmente Ecuador y Venezuela; para el gas natural y la electricidad. 4. Contribución del sector al desarrollo científico y tecnológico: El aporte de las multinacionales es mínimo en el tema de I&D, porque estas actividades las realizan en sus países de origen, y no patrocinan ni aportan recursos para institutos de investigación nacionales. Igual cosa sucede con la industria de gas en distribución y transporte, las empresas muestran un enterés muy escaso en I&D. El sector del gas no cuenta con ningún centro de I&D propio. <p><i>(Documento 44)</i></p>
<p>UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME-</p> <p>Una visión del mercado eléctrico colombiano</p> <p>Colombia, Julio 2004.</p>	<p>De acuerdo con sus funciones de Ley, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME debe elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de tal forma que los “planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos”.</p> <p>Teniendo en cuenta la existencia de información y documentación a nivel del conocimiento formal del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, respecto a procedimientos, cronogramas, reformas, etc., la UPME decidió, como parte del ejercicio del Plan de Expansión y más allá de conocer y entender la mecánica del mercado, efectuar un análisis comercial sobre el MEM e identificar las</p>

estrategias de los participantes en el mercado, con el fin de buscar a fondo el entendimiento del proceso del MEM y el comportamiento de los agentes.

Objetivo de la Cartilla

La presente cartilla denominada “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano” tiene por objeto presentar en forma didáctica un libro que sirva de consulta al lector con conocimientos del sector y del mercado. Con tal propósito desarrolla una serie de capítulos que sirven de referencia, tales como una retrospectiva del mercado, la composición del mercado en cuanto a sus órganos regulatorios, de control y participantes, y un resumen actualizado de las reglas del mercado.

Adicional al marco de referencia, esta cartilla presenta una serie de tópicos relativos a la evolución del mercado, aspectos comerciales y estratégicos, retos y un análisis de la información disponible en el mercado.

En general este tipo de libros de consulta han sido publicados anteriormente por las diferentes entidades del Sector Eléctrico. Sin embargo, esta cartilla además de presentar un marco de referencia actualizado del Mercado de Energía Mayorista, incluye la evolución de algunos indicadores novedosos del mercado, aspectos comerciales y estratégicos de los participantes, identifica los principales retos del mercado y analiza la información disponible del mercado con base en la experiencia de su utilización y procesamiento.

Resumen Ejecutivo

El capítulo 2 contiene una descripción de los eventos que se consideran destacables en el desarrollo del Mercado Eléctrico Colombiano a partir de la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994. Los hitos o eventos ocurridos han sido clasificados en tres grupos: a) eventos institucionales, relativos al inicio y la conformación de los diferentes órganos encargados de la regulación, el control, la planeación, la operación y administración, y los cambios institucionales ocurridos como parte del proceso de privatización del sector eléctrico; b) eventos regulatorios correspondientes a la evolución de las principales reglas que rigen el mercado; y c) eventos externos que han afectado en forma decisiva el funcionamiento del mercado eléctrico, los cuales han sido concentrados en tres aspectos: el fenómeno del Niño 1997-1998, el conflicto armado colombiano, y la recesión económica de los años 1998-1999.

El capítulo 3 presenta un panorama de la composición del Mercado Eléctrico Colombiano. Se inicia con la identificación de las entidades que componen los órganos regulatorio, de control y de planeación y la descripción de sus funciones y relaciones con respecto al mercado. Prosigue con una visión de la organización del mercado, partiendo de una descripción de la estructura del mercado, las actividades que se desarrollan en él, y la identificación y composición de las entidades que realizan su operación y administración, incluyendo también los órganos consultivos y asesores que han sido creados para soportar el funcionamiento del mercado. Concluye este capítulo con la presentación de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, que corresponden a los agentes generadores, comercializadores y transportadores; paralelo a esta presentación en cada caso se mencionan principales condiciones que rigen para la existencia de cada uno de los agentes.

El capítulo 4 presenta un resumen actualizado a la fecha de las principales

reglas que rigen el proceso del Mercado Eléctrico Colombiano. Este resumen contiene las normas asociadas a la separación de actividades del mercado, los requisitos mínimos que deben cumplir los agentes para participar en el mercado, las transacciones en contratos y en Bolsa, las ofertas de precio y la declaración de disponibilidad de los agentes generadores, el proceso operativo del despacho y redespacho, la formación del precio de Bolsa, el procedimiento para valoración de las transacciones, la consideración de restricciones en las redes de transporte y el esquema de reconciliación, el tratamiento para la regulación secundaria de frecuencia, el cargo por capacidad y las transacciones internacionales, las consideraciones en caso de racionamiento de energía, las condiciones y cargos de la transmisión y la distribución, los requisitos de comercializadores, la identificación de cargos adicionales en el mercado y las garantías que deben aportar los participantes del mercado.

El capítulo 5 presenta la evolución del mercado durante el periodo de su existencia, observada a través de las principales variables como indicadores de su desarrollo.

Analiza el comportamiento de la demanda de energía, mostrando el impacto que sobre su crecimiento tuvo la recesión económica de los años 1998 y 1999, así como la evolución de los comercializadores entrantes en el suministro de demanda. Identifica las plantas bajo despacho centralizado que han entrado al sistema, la composición térmica-hidráulica y la vinculación de inversión privada en generación. Analiza los aportes hídricos que se han presentado y el comportamiento del nivel de los embalses.

Además este capítulo presenta la evolución que han tenido los precios de Bolsa y contratos en valores constantes de diciembre de 2003, el nivel de transacciones en el MEM y el comportamiento de los contratos bilaterales. Analiza el comportamiento de las reconciliaciones por generaciones forzadas y las desplazadas por éstas, mostrando el efecto resultante sobre ellas debido a la separación de reconciliaciones por regulación secundaria de frecuencia (Resolución CREG 063 de 2000) y la limitación de precios de reconciliación (Resolución CREG 034 de 2001). Establece una comparación entre los precios de reconciliación y los precios de Bolsa y analiza las zonas operativas y dentro de estas, las plantas que aportan las generaciones forzadas, las que obtienen los mayores ingresos por reconciliaciones positivas y negativas; también presenta cifras sobre el derrumbamiento de torres debido a ataques a la infraestructura y los efectos de la entrada de refuerzos de transmisión en el STN.

Para los costos de restricciones, analiza su evolución y el impacto que representan sobre las tarifas de usuarios regulados. Muestra la dinámica que han tenido los agentes del mercado en las diferentes actividades. Presenta la evolución de la frecuencia de colocación del precio de Bolsa por parte de las empresas generadoras, indicando que en toda la historia del mercado solo 6 empresas registran la mayor frecuencia y que en períodos anuales este número de empresas se reduce a 3 o 4 por año. Paralelamente muestra la evolución decreciente que ha tenido el índice de concentración Hirschman- Herfindahl (HHI) y el crecimiento del valor de la Franja de Potencia determinada por la

CREG, la cual se emplea como límite de participación accionaria en las empresas de generación. Adicionalmente analiza el impacto que las Transacciones Internacionales de Corto Plazo – TIE han tenido sobre las restricciones y el precio de Bolsa.

En el área de tarifas muestra su evolución para cada uno de los tipos de usuario: industrial, comercial, oficial y residencial, concluyendo que ha venido decreciendo en todos los sectores, excepto en el sector residencial donde se mantuvieron constantes en el tiempo y que además para los últimos años han empezado a crecer.

El capítulo 6 describe los principales aspectos comerciales y estratégicos del mercado eléctrico colombiano. Analiza la formación del precio de Bolsa para el caso de mercados oligopólicos y presenta las estrategias sugeridas a través del análisis de resultados de un modelo desarrollado para explicar la variación de los precios de oferta. Es así como para algunos generadores, los precios de los contratos, las ventas en Bolsa, la generación del despacho ideal, las reconciliaciones, las inflexibilidades, los precios de otras plantas de la misma empresa y los cambios regulatorios, resultan explicativos del precio de oferta; al igual que en algunas plantas térmicas, lo es el embalse ofertable.

Como parte del análisis también se revelan indicios de comportamiento estratégico con variables no estratégicas, o sea, aquellas variables que determinan los costos variables resultan no ser explicativas del precio de oferta; esto ocurre en algunas plantas con la disponibilidad, o en algunas plantas hidráulicas con los vertimientos, o en plantas térmicas con el combustible. El comportamiento estratégico no solo está relacionado a la definición de los precios del mercado de energía de corto plazo, sino que con el mismo precio de oferta simultáneamente se definen otros servicios como son las generaciones de seguridad y la regulación secundaria de frecuencia – AGC.

El capítulo 6 también analiza los riesgos comerciales existentes en el mercado eléctrico colombiano y las estrategias posibles a disposición de los agentes para efectuar el cubrimiento de tales riesgos, así como algunas modalidades de derivados financieros existentes en ciertos mercados, que pudieran ser empleadas para promover el establecimiento de contratos de largo plazo. Finalmente presenta la composición de los costos que hacen parte de la tarifa a los usuarios regulados o del precio a los no regulados, sugiriendo alternativas para el manejo de las componentes en competencia por parte de los agentes comercializadores.

En el capítulo 7 se presentan y analizan los principales retos a los cuales está abocado el mercado eléctrico colombiano. Uno de ellos es la conformación de la señal de precio de largo plazo, para lo cual se propone cambiar la componente regulada del cargo por capacidad, por esquemas que permitan que sea el mismo mercado el que establezca la componente fija de la remuneración para los proyectos de generación. Otro reto se refiere a la claridad e independencia en las señales del mercado, para lo cual se propone la prestación de los servicios suplementarios de generación, con ofertas independientes o bajo esquemas regulados, que propicien el cubrimiento de estos servicios en forma eficiente.

	<p>En el capítulo 8 se identifican los niveles y flujos de información existentes en el mercado, se presentan y analizan los sistemas de información disponibles en el mercado: Neón, del MEM-CND, el Sistema Unificado de Información – SUI de la SSPD y las Estadísticas del Sector disponibles en la CREG. Finalmente se presentan sugerencias sobre las acciones a tomar, con el fin de mejorar estos sistemas de información.</p> <p><i>(Documento 45)</i></p>
<p>UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA . – UPME-</p> <p>Boletín Estadístico de Minas y Energía 1994 -2004</p> <p>Colombia, diciembre 2004.</p>	<p>La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME es el autor del “Boletín Estadístico de Minas y Energía 1994 - 2004”, documento que compila las estadísticas más relevantes de los sectores de minas y energía de Colombia, registradas en la última década.</p> <p>Las cifras y datos consignados en este documento evidencian que en estos diez años, los sectores de minas y energía han estado enfrentados a los cambios de la economía global y regional, a las fluctuaciones de sus mercados, a las coyunturas políticas de la región y a la obligada redefinición de su institucionalidad.</p> <p>El objetivo de la UPME al realizar esta publicación es ofrecer a los agentes sectoriales y al público en general, información consolidada y actualizada, atendiendo nuestra función de liderar y operar el sistema de información para los sectores de minas y energía de Colombia.</p> <p><i>(Documento 46)</i></p>
<p>PRESIDENCIA REPÚBLICA DE COLOMBIA.</p> <p>DNP</p> <p>Visión Colombia II Centenario 2019 (Propuesta para discusión)</p> <p>Colombia, 2005.</p>	<p>A continuación se presenta la introducción que el Presidente de la República da a este documento:</p> <p>En 2010 los colombianos comenzaremos un hito de nuestra historia: los 200 años del llamado Grito de Independencia. Ese suceso heroico, protagonizado por el pueblo de Santafé, abrió las compuertas para acceder a la independencia definitiva, instaurar el Estado de derecho e implantar las libertades públicas. Nueve años después, en 2019, conmemoraremos el triunfo de la Batalla de Boyacá, momento definitivo de consolidación de nuestro proceso fundacional. Ambos eventos nos incitan a que pensemos en una visión de Colombia a mediano y largo plazo.</p> <p>“Visión Colombia, Segundo Centenario” propone unas metas ambiciosas en paz, justicia social, infraestructura, calidad de vida, productividad, competitividad, consolidación de la democracia pluralista, democracia de libertades –no retóricas sino efectivas.</p> <p>Este documento debe servir para que se vaya creando una conciencia política en toda la ciudadanía de la patria, que nos ayude a entender que los países no pueden vivir de bandazo en bandazo, pasando de un plan cuatrienal de desarrollo a otro plan cuatrienal de desarrollo y generalmente con desconocimiento del anterior. El país necesita líneas de continuidad.</p> <p>Por supuesto, esas líneas fundamentales no pueden ser impuestas; hay que</p>

construirlas generando convicción en el cuerpo social. De ahí la importancia de empezar la tarea de persuasión con los colombianos alrededor de la discusión de la visión de largo plazo para nuestra patria.

Las metas van de la mano con las del documento *Objetivos de Desarrollo del Milenio (2015)* suscrito por los países miembros de las Naciones Unidas: unas – que son muy grandes– para el 7 de agosto de 2019, acompañadas de otras metas parciales –pero también muy exigentes– para el 20 de julio de 2010.

Tenemos varias finalidades. Cito tres: que lo cotidiano no nos absorba, no nos prive de tener la visión de largo plazo. Que los propósitos de largo plazo nos aviven nuestra visión Colombia II centenario: 2019 responsabilidades como integrantes de ese ser social que es la Nación colombiana. Y que el país, a pesar de la definición constitucional de trabajar con planes cuatrienales de desarrollo, piense en la necesidad de contar con puentes que vinculen un plan con el otro; con hilos conductores que se le entreguen a la ciudadanía, al nuevo Gobierno, al nuevo Congreso; para que aquello que se ha discutido y pensado con el colectivo nacional –imponiéndonos una mirada de largo plazo– no se deseché al adoptar un plan cuatrienal de desarrollo, sino que sirva de punto de reflexión así ese plan se revise y nuevamente se discuta.

Por supuesto, unas metas ambiciosas para una nación con tantas dificultades de empleo, limitaciones fiscales, con tantos problemas sociales de miseria y de pobreza, exigen que los colombianos trabajemos mucho, de muy buena fe y con mayor intensidad cada día.

Dentro de las tareas encabeza como primera, como prioritaria, la Revolución Educativa. Ella debe ser una constante de la vida colombiana para ir logrando las otras metas. Si se coronan los propósitos de la Revolución Educativa llegaremos a niveles superiores de productividad y competitividad, que son los supuestos para aumentar el ingreso y mejorar su distribución.

La Revolución Educativa tiene varios elementos. Hay uno que es un elemento ideológico y de comportamiento: lograr que los colombianos estudien y trabajen toda la vida. Lo queremos hacer a través de la expansión de la cobertura y mejoramiento de la calidad –basada en el estímulo a los mejores– y de la redefinición de los contenidos y programas.

Otra meta de Colombia para los años que vienen es la incursión dinámica en la economía mundial. Una nación con 44 millones de habitantes, que necesita crear urgente y masivamente empleo bien remunerado y con seguridad social, tiene que buscar mercados. Colombia cuenta con recursos gigantescos e inexplorados. Para emplear productivamente todos esos recursos –capital, trabajo y recursos naturales como tierra, localización geográfica, aguas y paisaje– tenemos que mirar hacia los mercados internacionales, particularmente con aquellos bienes y servicios en los cuales tenemos ventajas comparativas para agregarles valor y transformarlos en ventajas competitivas. El ensanche del mercado interno dependerá del éxito en la erradicación de la pobreza que incluya como sujetos más dinámicos de la economía a los compatriotas excluidos.

	<p>Capítulo especial tiene la visión de largo plazo para la construcción de un Estado eficiente al servicio de los ciudadanos, incluyendo el fortalecimiento del proceso de descentralización. Los avances en democracia directa hay que consolidarlos todos los días, muy especialmente a nivel local. Para ello, este gobierno, con la Seguridad Democrática, se ha propuesto dar todas las garantías a los alcaldes, gobernadores, concejales y diputados ya elegidos y también a todos aquellos que en el futuro aspiren a otros cargos de elección popular.</p> <p>Con este documento esperamos comenzar un fértil proceso de discusión con los partidos y movimientos políticos, con los sectores sociales, las regiones, la academia y los gremios, para llegar a una visión de Colombia que deberá ser, no de gobierno, sino de Estado. Más allá de las diferencias ideológicas, políticas, intelectuales –consustanciales a toda sociedad abierta y democrática, como es la nuestra– debemos ponernos de acuerdo en torno a unos puntos fundamentales sobre el país que queremos. ¡Eso es posible y vamos a lograrlo!</p> <p>En cada nueva hora debemos proceder con el ánimo resuelto de quien empieza la jornada, porque cualquier logro difícil siempre termina siendo minúsculo en comparación con la magnitud de las necesidades de esta gran Nación.</p> <p>Miramos con ilusión a la generación de los jóvenes, porque su preparación, franqueza y el fuego de las dificultades nacionales que han fundido su formación los convierte en el punto de quiebre para avanzar hacia una nación con transparencia, crecimiento vigoroso, equidad sin egoísmo, “calor de hogar sin cicatrices y pan sin llanto”. Esa generación intermedia es la que se aplicará de lleno a concretar las metas del 2019. Nosotros abrimos el camino; los jóvenes y los niños de hoy rematarán la faena.</p> <p><i>(Documento 47)</i></p>
<p>UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA . – UPME- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA</p> <p>Memorias al Congreso Nacional 2004 – 2005.</p> <p>Colombia,</p>	<p>Se presenta al Congreso de la República el informe de actividades del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al periodo comprendido entre julio de 2004 y julio de 2005. En resumen es:</p> <p>HIDROCARBUROS</p> <p>Las acciones en materia de hidrocarburos se orientaron principalmente a maximizar la incorporación de reservas e incrementar la producción de petróleo y gas del país, propiciando la competitividad y la estabilidad tanto para las actividades como para los inversionistas en todas las fases de la cadena productiva del sector, con especial énfasis en la exploración y explotación de hidrocarburos.</p> <p>En este sentido, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH ha trabajado en el desarrollo y aplicación del nuevo marco contractual para atraer inversionistas nacionales y extranjeros dispuestos a participar en el negocio petrolero. Durante el 2004 y lo transcurrido del 2005, la ANH aprobó 55 nuevos contratos, lo que indica un avance indiscutible en la materia y genera actividad exploratoria en 14.199.868 hectáreas a lo largo de todo el país.</p> <p>En cumplimiento de la política de extensión de los actuales contratos de</p>

Julio, 2005.	<p>asociación y de desarrollo de nuevos negocios en campos maduros, campos inactivos y campos descubiertos no desarrollados, se destaca que el Gobierno Nacional, a través de ECOPETROL S.A., suscribió contratos dirigidos a la obtención de reservas adicionales en Cravo Norte, Casabe y Casanare.</p> <p>Los esfuerzos realizados continúan encaminados a invertir la tendencia decreciente del comportamiento de las reservas remanentes de crudo, y se ha logrado mitigar el fantasma de la pérdida de autosuficiencia en dos años, pasando del 2009 al 2011. Sin embargo, no estamos conformes y seguiremos adelantando nuestros máximos esfuerzos para revertir dicha tendencia en forma permanente.</p> <p>En cuanto a la comercialización ilícita de combustibles, el Gobierno Nacional aplicando una estrategia integral que comprende acciones operativas, tecnológicas, legales, sociales y de la Fuerza Pública, redujo el hurto de combustibles en un 69%. Las acciones en esta materia se focalizan en reducir aún más estas cifras, así como en fortalecer los mecanismos del Estado para sancionar los delitos asociados a esta actividad, además de una sostenibilidad de la estrategia en el largo plazo.</p> <p>Con estrategias similares, se redujeron en un 50% los atentados a oleoductos frente al 2003, aumentando la confiabilidad y la flexibilidad operacional, circunstancias que permitieron alcanzar un total cumplimiento de los compromisos de transporte de crudo y refinados.</p> <p>En materia de refinación de hidrocarburos, todos los indicadores de la operación mostraron avances significativos durante el 2004, especialmente en confiabilidad operacional y cargas a las refinerías.</p> <p>Con referencia a la distribución de combustibles, se continúa con la política de desmonte de subsidios para la gasolina motor corriente y el ACPM, el cual se realiza gradualmente hasta llegar a los precios de referencia ajustados para cada combustible. Las metas de desmonte son diciembre de 2005 para la gasolina motor corriente y diciembre de 2006 para el ACPM. A partir de dichos períodos, los precios fluctuarán de acuerdo con los indicadores internacionales y el comportamiento de la tasa de cambio. Esta medida permite tener una sociedad más justa y equitativa al no concentrar recursos del Estado en las minorías con mayores recursos, sino generando mayores ingresos para la Nación vía dividendos de ECOPETROL del orden de 800.000 millones de pesos, los cuales se destinan a mayor inversión en la población más necesitada.</p> <p>En materia regulatoria se encuentra en la fase de estructuración el Reglamento de Transporte por Poliductos, documento que establece las condiciones aplicables a esta actividad con el fin de asegurar la continuidad, regularidad, igualdad y libre acceso a este servicio, así como la promoción del transporte de combustibles por poliductos en condiciones de calidad, confiabilidad, eficiencia y competencia.</p> <p>De otra parte, se encuentra en trámite la expedición del Decreto Reglamentario del artículo 61 de la Ley 812 de 2003, que regula la cadena de comercialización de los combustibles líquidos derivados del petróleo.</p>
--------------	--

El mencionado proyecto de decreto, en concordancia con las directrices del proceso de desregulación y fomento del mercado de derivados del petróleo, establece los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio que deben observar los agentes de dicha cadena de distribución.

En desarrollo de las estrategias conducentes a la diversificación de la canasta energética y la optimización de los recursos naturales no renovables a través del uso de biocombustibles, el Gobierno Nacional ha seguido de cerca la evolución de los proyectos destinados a la producción de alcohol carburante, así como al cumplimiento de las disposiciones reglamentarias relacionadas con la implementación y desarrollo del programa, el cual deberá iniciar en forma progresiva a finales del presente año hasta alcanzar cubrimiento en las principales ciudades del país. En el mismo sentido, se destaca el inicio del desarrollo de la reglamentación que promueva la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel. Este proyecto contribuye a la sostenibilidad ambiental, a la sostenibilidad energética nacional, y tendrá un impacto importante en el desarrollo del sector agroindustrial.

MINERÍA

Hay que destacar el exitoso desempeño que el sector minero tuvo durante el último año. La inversión extranjera directa en el sector, por ejemplo, tuvo un crecimiento del 98,7% entre diciembre de 2003 y diciembre de 2004, pasando de 627 millones de dólares a 1.246 millones. Este monto corresponde al 41,5% de la inversión total en el país. También crecieron en un 23,8% las exportaciones mineras tradicionales (carbón, ferroníquel, oro, esmeraldas y algunos minerales, no metálicos) al pasar de 2.502,1 millones de dólares en el 2003 a 3.097,8 millones en el 2004. Este crecimiento refleja, tanto el crecimiento en los precios internacionales de algunos minerales como el incremento en la producción. El volumen de la producción de carbón, pasó de 50 millones de toneladas en el 2003 a 53,7 millones de toneladas en el 2004, registrando un aumento del 7,33%, mientras que la producción de ferroníquel pasó de 105,6 millones de libras en 2003 a 107,6 millones de libras en 2004.

Todo lo anterior se vio reflejado en el PIB minero que registró un crecimiento del 7%, al pasar de 2,03 billones de pesos constantes de 1994 en 2003 a 2,16 billones de pesos en 2004. Esta tasa de crecimiento contrasta con la del PIB total que fue del 3,9%. La participación de la minería en el PIB total del país fue del 2,6%.

Los entes territoriales también se vieron beneficiados porque las regalías recaudadas por INGEOMINAS (sin incluir el valor las recaudadas en las alcaldías municipales por concepto de la explotación de materiales de construcción, caliza, roca fosfórica, arcillas, rocas ornamentales, entre otros) crecieron en un 42%. El recaudo pasó de 342.660 millones de pesos a 486.735 millones en el 2004, no obstante la revaluación del peso en el último año que incidió negativamente en las cifras.

Si bien parte del buen comportamiento del sector se explica por los altos precios de los minerales en el exterior, no se puede desconocer el importante papel que ha jugado el cambio sustancial en la política minera del país, que comenzó con

la expedición del Código de Minas en 2001, se orientó mediante el Plan Nacional de Desarrollo Minero 2002-2006 formulado en el marco del Plan Nacional de Desarrollo "Hacia un estado comunitario", y que se ha venido consolidando con decisiones de fondo en relación con la institucionalidad minera, la cual tuvo un cambio sustancial a principios del 2004 y cuyo proceso de consolidación ha sido significativo en el último año.

No desconocemos las dificultades que ha tenido que enfrentar la autoridad minera, producto no sólo de la reestructuración misma, sino también de un crecimiento del 84,6% en la demanda de solicitudes de titulación, lo cual desbordó todas las proyecciones hechas previamente. No obstante se ha venido trabajando en soluciones de fondo para conseguir que en el corto plazo se logren evacuar todos los trámites pendientes y se pueda responder de manera oportuna a los mineros.

Otro elemento a destacar en el sector durante el último año, es el énfasis que se ha puesto en el incremento del conocimiento del potencial geológico minero del país. A finales del 2004 se lograron 29.726 km², lo cual significa un avance del 27.93% frente a la meta proyectada en el cuatrienio. Se proyecta que en el presente año se logre un incremento adicional de 40.000 km².

De otra parte, se viene desarrollando un único sistema de información para la gestión minera, en el que INGEOMINAS y las gobernaciones delegadas almacenarán la información asociada, garantizando celeridad y transparencia en la gestión. Ya hoy en la página web de INGEOMINAS se está desplegando la información correspondiente a notificaciones mineras, Registro Minero Nacional y anotaciones diarias del Registro, con lo cual se busca generar transparencia en los procesos y brindar información permanentemente actualizada y de fácil acceso a los mineros.

Pensando en el desarrollo del sector en el largo plazo, se han definido unos lineamientos de política minera y está en proceso de discusión un documento de Plan Nacional de Desarrollo Minero con visión 2020, con el fin de contar con una perspectiva de Estado frente a un sector estratégico para el país.

ENERGÍA ELÉCTRICA

El Ministerio de Minas y Energía ha participado en la evaluación de los resultados de la reforma del sector iniciada con las Leyes 142 y 143 de 1994, para lo cual ha hecho presencia en los diferentes eventos convocados por los gremios y agentes sectoriales.

De otra parte, se han encaminado esfuerzos para impulsar el desarrollo de la agenda regulatoria de la CREG, en la definición de propuestas como el Sistema Electrónico de Contratos, SEC, cuyos objetivos son contar con transacciones anónimas, estandarización de contratos y establecimiento de reglas de diseño que minimicen el riesgo de crédito, y la propuesta para determinar el cargo por confiabilidad, la cual tiene por objetivo introducir elementos de mercado dentro de la asignación del cargo, logrando un proceso mucho más eficiente y transparente tanto para el usuario como para los generadores.

Dentro de la definición del marco regulatorio para transacciones internacionales,

se mantuvo un trabajo permanente con los reguladores de la Comunidad Andina. Se inició el trabajo de armonización regulatoria con Panamá dirigida a que en el mediano plazo se logre la integración entre Centro América y la CAN, y se establecieron cronogramas de trabajo conjuntos para el desarrollo de temas que permitan la expedición de la reglamentación complementaria de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

En el tema de comercialización, se ha trabajado con la CREG en una visión integral que determine competencias, universalidad y costos asociados, para definir la modificación del Decreto 3734 de 2004, la expedición del Código de Medida y su reglamento, y determinar los cargos a reconocer por el negocio de comercialización en las empresas.

En cuanto a la fórmula tarifaria del Sistema Interconectado Nacional, la CREG aprobó la Resolución 019 de 2005, divulgada para consulta de los agentes, y ha desarrollado las Audiencias Públicas establecidas en el Decreto 2696 de 2004. Una vez recibidos los comentarios, se procederá a su análisis y adecuación para expedir la resolución definitiva en el tercer trimestre del presente año.

La propuesta del nuevo marco regulatorio para las Zonas No Interconectadas, presenta la metodología para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las fórmulas tarifarias para la prestación del servicio en dichas zonas. La propuesta plantea soluciones a los principales problemas identificados en el anterior periodo regulatorio, incluye incentivos para el uso de tecnologías renovables y para la actividad de comercialización presenta esquemas diferenciales de prestación del servicio, siguiendo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo.

Este Ministerio ha promovido la expansión y exportación del sector, culminando la convocatoria para la construcción del Proyecto Betania - Altamira - Mocoa - Pasto - frontera con Ecuador y obras asociadas, por un valor de 41,5 millones de dólares, a fin de aumentar los intercambios de 250 MW a 500 MW con Ecuador, e incrementar las exportaciones de energía que actualmente llegan a 280 millones de dólares. De estas exportaciones, 158 millones de dólares han sido para beneficio directo del sector, ya que 43 millones se han destinado para reducir la tarifa por menores restricciones, y 112 millones para el Fondo de Energía Social - FOES.

De otra parte, se ha continuado con la implementación del Plan Nacional de Desarrollo mediante la conformación y ejecución de los Fondos Especiales, aplicando la redistribución del ingreso a fin de otorgar subsidios para menores tarifas a los estratos 1, 2 y 3 (FSSRI), ampliar la cobertura del servicio para los sectores rurales (FAER) y mejorar su infraestructura eléctrica (PRONE), subsidiar la tarifa de los sectores más pobres aprovechando recursos de la exportación de la energía (FOES) y financiar programas de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas (FAZNI).

GAS

Para garantizar la disponibilidad de gas natural, están en ejecución dos importantes proyectos: el montaje de una planta de tratamiento en el departamento de Casanare que permitirá contar con un volumen adicional de

180 millones de pies cúbicos por día de gas Cusiana a partir del mes de septiembre del presente año, y la extensión del Contrato Guajira con la Compañía Chevron Texaco, que tiene prevista la perforación de tres nuevos pozos para ampliar la producción en la Costa Atlántica.

De manera coherente con el desarrollo de las fuentes de suministro y el crecimiento de la demanda de gas natural en las diferentes regiones del país, el Sistema Nacional de Transporte se ha venido adecuando para optimizar su operación y ser garantía de disponibilidad efectiva del gas en todas las regiones colombianas que lo demandan.

En este sentido, y con el propósito de contar con un transportador sostenible financieramente en el largo plazo, el Gobierno avanza en la vinculación de un inversionista estratégico al negocio de ECOGAS, convirtiéndose éste en uno de los negocios más importantes en Latinoamérica, el cual se espera culminar a final de año.

En el sector residencial el gas continúa posicionándose. Durante el último año la penetración del gas natural aumentó en un 10%. Hoy 55 nuevas poblaciones cuentan con el servicio, con lo cual son más de 16 millones de colombianos beneficiados; de ellos el 85% pertenece a los estratos 1, 2 y 3.

Durante el 2005 se aplicará la nueva reglamentación para el Fondo Especial Cuota de Fomento, con lo que se espera viabilizar inversiones por el orden de 500.000 millones de pesos en infraestructura para el uso de gas natural, con una aporte del Fondo previsto para ese mismo periodo de 67.000 millones de pesos.

El crecimiento de vehículos convertidos a gas natural se viene dando de manera vertiginosa. En lo corrido del actual periodo de gobierno, se ha cuadruplicado la cantidad de vehículos convertidos, pasando de 15.092 en el 2002 a más de 68.900 en junio de 2005.

El gas licuado del petróleo ha experimentado un proceso de organización y ajuste de su marco regulatorio, a fin de incrementar la prestación de este servicio en condiciones de calidad y seguridad. En el Programa de Reposición y Mantenimiento de Cilindros, se han chatarrizado 1.373.614 unidades por no cumplir con los requisitos mínimos de seguridad para su uso; estos han sido reemplazados por cilindros nuevos logrando que este servicio sea una alternativa muy conveniente para las regiones del país donde, por su ubicación y características, no es viable la prestación del servicio público de gas natural.

Para promover el desarrollo de las zonas rurales del país, el Gobierno Nacional a través de ECOPETROL inició durante el 2004 el programa "Gas para el Campo", mediante el cual se está beneficiando a las familias campesinas de regiones como el Macizo Colombiano y la Sierra Nevada de Santa Marta.

Hoy es posible afirmar que durante el último año, el sector gas combustible ha contribuido decididamente a la preservación ambiental y al desarrollo económico y social del país.

En nombre del sector minero energético, deseo agradecer a ustedes su

	colaboración en el trámite y aprobación de las leyes, por cuanto el desarrollo del sector se deriva en buena parte de las normas que aprueba el Honorable Congreso de la República. (Documento 48)
--	---

4. JURISPRUDENCIA

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
Sentencia C-272, 3 de junio de 1998.	<p>Magistrado Ponente: Dr. Alejandro Martínez Caballero. Demandante: Mónica Saad. Norma demandada: Artículo 68 de la Ley 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”. Este artículo estableció la posibilidad para que el Presidente de la República delegase la fijación de políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios en las comisiones de regulación.</p> <p>Problema Jurídico: El demandante afirma que no es lógico ni ajustado a la estructura jurídica constitucional, pensar que el Presidente, así como tampoco el Legislador, deleguen en un organismo de inferior categoría un poder que no le corresponde ni al uno ni al otro en forma exclusiva, porque ni "la ley ni el Presidente de la República pueden delegar en las comisiones de regulación las funciones que el constituyente primario les otorga de manera especial."</p> <p>Consideraciones de la Corte Constitucional La norma impugnada está simplemente permitiendo la delegación de unas funciones presidenciales, a saber, la posibilidad que tiene el Ejecutivo de señalar, de conformidad con la ley, las políticas generales de la administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios. Esta conclusión es ya suficiente para rechazar uno de los cargos de la demandante, según el cual no podría la ley permitir esa delegación presidencial por ser ésta una función compartida con el legislador. En efecto, la simple lectura del artículo 370 de la Carta, que es literalmente reproducido por la norma impugnada, muestra que esas atribuciones son eminentemente presidenciales, teniendo en cuenta que han sido colocadas en cabeza del primer mandatario. Todo lo anterior, como es obvio, respetando la órbita que fue definida por el Legislador con el pleno de las atribuciones constitucionales, para que el Presidente pudiera fijar dichas políticas.</p> <p>Además la corte considera que, es claro que la función constitucional atribuida al Presidente por la norma acusada es delegable, porque no compromete el fuero presidencial ni la unidad nacional, al punto de que requiera un ejercicio exclusivo por parte del primer mandatario.</p> <p>La fijación de políticas de control y eficiencia de los servicios públicos es entonces una función típicamente administrativa que cumple el Presidente en calidad de suprema autoridad administrativa, para la concreción de políticas de desarrollo de los servicios públicos domiciliarios, por lo que la delegación de</p>

	<p>esta atribución no sólo resulta pertinente en razón de la naturaleza de la función, sino que, a la luz de la Carta de 1991, es una opción totalmente razonable, mas aún cuando precisamente en materias como los servicios públicos el Constituyente pretendió fortalecer los principios de eficacia y celeridad de la administración.</p> <p>El examen precedente permite también desechar la impugnación de uno de los intervinientes, según la cual, la inconstitucionalidad de la norma acusada derivaría de la falta de autonomía de las comisiones de regulación frente al Ejecutivo. Así, es cierto que en esas comisiones, a pesar de ser unas unidades administrativas especiales, con independencia administrativa, técnica y patrimonial, se encuentran sujetas a una importante injerencia presidencial ya que el ministro del ramo las preside (Ley 142 de 1994 arts 89 a 71). Sin embargo, esa dependencia de las comisiones de regulación frente al Gobierno en manera alguna implica la inconstitucionalidad de las mismas, ni de la posibilidad de que el Presidente delegue en ellas la definición de las políticas generales de la administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, por la sencilla razón de que, como ya se ha visto, se trata de funciones presidenciales. En efecto, mal podría el juez constitucional declarar inconstitucional una ley porque permite la delegación de una función del Presidente en una agencia estatal subordinada al Ejecutivo, por considerar que ésta no es suficientemente autónoma, pues en general es propio de la delegación que la autoridad delegataria se encuentra en una cierta subordinación frente a quien delega.</p> <p>Resuelve Declarar <i>Exequible</i> el artículo 68 de la Ley 142 de 1994. (Documento 49)</p>
<p>Sentencia C-1162, 6 de septiembre de 2000.</p>	<p>Magistrado Ponente: Dr. José Gregorio Hernández Galindo. Demandante: Alcides Arrieta Mesa Norma demandada: Artículos 69, 128 y 129 de la Ley 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”. El artículo 69 crea las comisiones de regulación que son adscritas al respectivo ministerio. El artículo 128 define el contrato de servicios públicos. Y el artículo 129 describe la celebración de este contrato. Problema Jurídico: El demandante manifiesta que el artículo 69 de la Ley 142 desconoce el artículo 370 de la Carta, pues el Congreso no tiene la facultad para crear las unidades administrativas especiales llamadas comisiones de regulación. Agrega que el Preámbulo de la Constitución busca la preservación de un orden justo y de un marco jurídico que asegure la equidad y la justicia, y sostiene que los artículos 128 y 129 acusados contrarían estos principios cuando establecen que los usuarios deben someterse a las estipulaciones que las empresas prestadoras de servicios públicos impongan en los contratos, sin discusión o deliberación alguna. Finalmente al juicio del demandante, la situación descrita anteriormente no responde a las características que debe tener un Estado Social de Derecho, pues, atendiendo a la voz del artículo 128 de la Ley 142 de 1994, toda la facultad contractual recae en una de las partes en detrimento de la otra, vulnerando así el artículo 13 de la Carta.</p>

Consideraciones de la Corte Constitucional

La creación de las mencionadas comisiones de regulación debe tenerse como un simple ejercicio de la atribución constitucional en referencia, que está en cabeza del legislador, motivo por el cual esta Corporación declarará la constitucionalidad del inciso primero y de los tres numerales del artículo 69 de la Ley 142 de 1994.

A juicio de la Corte, las comisiones no pueden asumir una función reglamentaria directa de los preceptos constitucionales, ni pasar por alto su sujeción a la ley y a las disposiciones gubernamentales.

Para entender el verdadero sentido de esta disposición, la Corte estima indispensable interpretarla en concordancia con lo dispuesto por el artículo 14, numeral 18, del mismo estatuto, en la medida en que éste trae la definición legal de "regulación de los servicios públicos domiciliarios". Así pues, en tanto este último precepto define uno de los contenidos normativos del artículo 69 demandando, se hará unidad normativa entre las dos disposiciones, con miras a la efectividad de la presente resolución judicial.

Para la Corte resulta indudable que el precepto del artículo 211 de la Carta no excluye la posibilidad de delegación de funciones presidenciales en materia de servicios públicos, ni tampoco la que puede tener lugar en cabeza de unidades administrativas especiales.

Es importante señalar que la regulación es una forma de intervención estatal en la economía, y se convierte en una eficaz herramienta constitucional tendiente a evitar que la sola operancia de las leyes del mercado pueda desdibujar los fines sociales de nuestro Estado.

En materia de servicios públicos domiciliarios, debe resaltarse que la regulación -como función presidencial delegable en las referidas comisiones- no es lo que ha considerado alguna parte de la doctrina, es decir, un instrumento normativo para "completar la ley", o para llenar los espacios que ella pueda haber dejado, y menos para sustituir al legislador si éste nada ha dispuesto, pues ello significaría la inaceptable y perniciosa posibilidad de entregar al Presidente de la República -y, más grave todavía, a sus delegatarios- atribuciones de legislador extraordinario, distintas a las señaladas por la Carta, en manifiesta contravención de los postulados del Estado de Derecho, entre los cuales se encuentran el principio de separación de funciones de los órganos del Estado, el carácter singular del Presidente como único funcionario que puede ser revestido de facultades extraordinarias temporales y precisas y las estrictas condiciones exigidas por la Constitución para que a él sean transferidas transitoria y delimitadamente las funciones legislativas.

Repite la Corte que no se trata de funciones legislativas o de atribuciones de creación de normatividad paralela a la ley, o encaminada a cubrir sus vacíos, ni tampoco de una sustitución de la propia ley ni de la potestad reglamentaria, exclusiva del Presidente de la República. Solamente sobre la base de estos criterios se declara la exequibilidad de las indicadas normas, pues bajo cualquier otro entendido son inconstitucionales.

Por otra parte, la Corte considera que se presenta una parcial ineptitud sustancial de la demanda porque el actor no formuló cargos contra el inciso segundo del artículo 129 de la Ley en referencia, el cual establece la cesión, de pleno derecho, de los contratos de servicios públicos por enajenación de bienes urbanos.

Admitir como regla general la posibilidad de que las empresas prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deban siempre debatir individualmente las reglas convencionales, sí promovería la violación de la igualdad (artículo 13 C.P), pues ya no serían los principios de solidaridad, universalidad, ni los objetivos del bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población, las pautas que habrían de tenerse en cuenta en la celebración del respectivo contrato, sino que ellas vendrían a ser reemplazadas por el ánimo de lucro y el interés individual, y quedarían como últimas o menos importantes consideraciones la finalidad social de los servicios públicos, la solidaridad y la igualdad real y efectiva, las que, por el contrario, deben prevalecer con miras al bien común y a realizar los postulados del Estado Social de Derecho.

Cabe aclarar que este tipo de contratos por adhesión, también llamados "de cláusulas uniformes", no excluye, según lo determina la propia ley, el carácter consensual de los mismos, pues sí existe voluntad del usuario, sólo que ésta se pliega a las estipulaciones previamente definidas en el contrato por la empresa prestadora.

Según lo dispuesto en el artículo 365 de la Constitución, los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, y, como anteriormente se indicó, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. De igual forma, la Carta señaló en el artículo 367 que el legislador debía fijar las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y dispuso que el régimen tarifario tuviera en cuenta, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

Resuelve

- *Primero.* Declarar *exequibles* el inciso primero y los tres numerales del artículo 69 de la Ley 142 de 1994. Y declarar *exequible*, sólo en los términos de esta providencia, el parágrafo del artículo 69. Bajo cualquiera otra interpretación dicho precepto se declara *inexequible*.

- *Segundo.* Declarar *exequible*, en los términos de esta sentencia, el numeral 18 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994. Bajo cualquiera otra interpretación, dicha norma se declara *inexequible*.

- *Tercero.* Declarar *exequible*, en los términos de esta Sentencia, el artículo 128 de la Ley 142 de 1994.

- *Cuarto.* Declarar *exequible*, en los términos de este Fallo, el siguiente aparte del artículo 129 de la Ley 142 de 1994:

"Artículo 129. Celebración del contrato. Existe contrato de servicios públicos desde que la empresa define las condiciones uniformes en las que está dispuesta a prestar el servicio y el propietario...".

Estarse a lo resuelto por la Corte Constitucional, mediante Sentencia C-636 del 31 de mayo de 2000, respecto del siguiente aparte del artículo 129 de la Ley

	<p>142 de 1994: "o quien utiliza un inmueble determinado, solicita recibir allí el servicio, si el solicitante y el inmueble se encuentran en las condiciones previstas por la empresa". - <i>Quinto</i>. Proferir fallo inhibitorio en relación con el inciso segundo del artículo 129 de la Ley 142 de 1994, por ineptitud de la demanda. (<i>Documento 50</i>)</p>
<p>Sentencia C-041, 28 de enero de 2003.</p>	<p>Magistrado Ponente: Dr. Jaime Córdoba Triviño Demandante: Dagoberto Suárez Sabogal Norma demandada: Artículos 90.2 de la Ley 142 de 1994 "Por la cual se establece el régimen de servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones". Este artículo define el cargo fijo de las tarifas de los servicios domiciliarios para los consumidores. Problema Jurídico: ¿El cargo fijo impuesto por el artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994 a los usuarios de los servicios públicos domiciliarios implica el traslado de funciones estatales a los particulares? ¿Si el Congreso tiene competencia para imponer a los usuarios la obligación de pagar el cargo fijo?</p> <p>Consideraciones de la Corte Constitucional En la Constitución de 1991 los servicios públicos se caracterizan por: (i) tener una connotación eminentemente social, en tanto que pretenden el bienestar y mejoramiento de la calidad de vida de las personas y por ello su prestación debe ser eficiente; (ii) el régimen jurídico al cual estarán sometidos es el que fije la ley; (iii) pueden ser prestados no solamente por el Estado, directa o indirectamente, sino también por comunidades organizadas o por particulares; (iv) el Estado mantendrá siempre su regulación, control y vigilancia; (v) su régimen tarifario consultará, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos; (vi) deberán ser prestados directamente por los municipios, en tratándose de los servicios públicos domiciliarios, cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y (vii) las entidades territoriales pueden conceder subsidios para las personas de menores ingresos.</p> <p>Resulta claro que el Estado es el garante de la prestación de los servicios públicos domiciliarios, pero no es directamente quien proporciona el bien o servicio respectivo, salvo cuando las características técnicas y económicas del servicio lo permitan y aconsejen y estén de por medio derechos fundamentales (arts. 367 C.P. y 6 de la Ley 142 de 1994).</p> <p>Teniendo en cuenta que la prestación del servicio ha de ser eficiente y que debe respetar los principios de solidaridad y universalidad, las empresas que proporcionan el bien o servicio no pueden trabajar a pérdida, es decir, deben recuperar los costos en que incurran y asegurarse de obtener recursos para poder invertir en el mismo sector con el fin de tener unos mínimos beneficios que se traduzcan en mayor competitividad y mejores beneficios para los usuarios. De esa manera los costos fijos a los que alude la norma demandada, es decir los que reflejan los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independiente del nivel de uso, hacen que el prestador del servicio reciba cierto dinero con el cual, dentro de la libre competencia, se logre que la empresa sea viable y garantice</p>

	<p>la disponibilidad permanente del servicio y su prestación de manera eficiente (art. 333 C.P.).</p> <p>De acuerdo con lo anterior, para determinar los costos fijos, específicamente en “los demás servicios permanentes” de que trata el segundo inciso del artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994, las comisiones de Regulación deben tener en cuenta criterios tales como:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En el momento de realizar la regulación de los costos fijos, no pueden derivar de un mismo hecho varios costos. Es claro que las comisiones no pueden contabilizar dos veces costos tales como la facturación o la medición, toda vez que éstos podrían ser entendidos como los gastos de administración de que habla el segundo inciso del artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994. 2. Deben valorar y ponderar los intereses de los usuarios. Esto implica el deber de garantizar que los costos fijos constituyan el mínimo esfuerzo para los usuarios. 3. En el cargo por unidad de consumo es menester que se tenga en cuenta el consumo específico, particularizado y determinable del usuario y del servicio que preste la empresa. 4. Los criterios deben estar concretamente definidos, es decir, no pueden ser vagos, generales y excesivamente amplios, sino que deben ser precisos y estrictos. 5. Resulta absolutamente necesario que las comisiones, antes de hacer la regulación de los costos fijos, escuchen a los usuarios del servicio. La participación directa de los consumidores es relevante para la toma de ese tipo de decisiones. Pero tal deber no se satisface únicamente con la sola participación de voceros o de representantes de los usuarios de los servicios, sino que debe llegar hasta el punto de abrir espacios para que estos últimos de manera directa expongan sus reclamos y sus puntos de vista respecto de los criterios que se van a adoptar. <p>Resuelve Declarar <i>Exequible</i>, pero sólo por los cargos analizados en esta Sentencia, el artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994. (Documento 51)</p>
<p>Sentencia C-150, 25 de febrero de 2003.</p>	<p>Magistrado Ponente: Dr. Manuel José Cepeda Espinosa Demandante: Humberto de Jesús Longas Londoño Norma demandada: Los numerales 2.6, 2.7 y 2.9 del artículo 2, el numeral 3.9. (parcial) del artículo 3, los numerales 6.3. (parcial) y 6.4. (parcial) del artículo 6, el parágrafo y el numeral 9.4. del artículo 9, el numeral 11.8 (parcial) del artículo 11, los numeral 14.10 (parcial) y 14.11 del artículo 14, el artículo 16 (parcial), el artículo 18 (parcial), el artículo 20 (parcial), el artículo 21, el artículo 23 (parcial), el artículo 28 (parcial), el artículo 31 (parcial), el inciso segundo y los numerales 34.1 a 34.6. del artículo 34, el artículo 35 (parcial), el numeral 36.6 (parcial) del artículo 36, el artículo 37 (parcial), el numeral 39.4 (parcial) y el parágrafo del artículo 39, los parágrafos 1 y 2 del artículo 40, los numerales 44.1. (parcial),</p>

44.2 (parcial) y 44.3 (parcial) del artículo 44, el artículo 45 (parcial), el artículo 48 (parcial), el artículo 52 (parcial), el artículo 66 (parcial), el numeral 67.1 (parcial) del artículo 67, el artículo 68 (parcial), el artículo 70 (parcial), el artículo 73, el artículo 74, el artículo 85 (parcial), el numeral 86.1. (parcial) del artículo 86, el inciso 1° (parcial), los numerales 87.1., 87.2. (parcial), 87.4., 87.7., 87.8. (parcial) y párrafos 1° y 2° del artículo 87, el inciso primero (parcial) y los numerales 88.1., 88.2. y 88.3. del artículo 88, el inciso primero y los numerales 89.1 (parcial), 89.2. (parcial), 89.4 (parcial) y 89.5 (parcial) del artículo 89, el inciso primero y los numerales 90.1 (parcial), 90.2. (parcial) y 90.3 (parcial) del artículo 90, el artículo 92, el artículo 94 (parcial), el inciso tercero del artículo 96, el artículo 98, el artículo 124, el artículo 125, el artículo 126, el artículo 127, el inciso tercero del artículo 128, el inciso tercero del numeral 133.26 del artículo 133, el párrafo del artículo 146, el artículo 160 (parcial), el numeral 162.2. (parcial) del artículo 162, el artículo 163 y el artículo 164 de la Ley 142 de 1994 "Por la cual se establece el régimen de servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones".

Problema Jurídico: El actor fundamenta la demanda con base en tres cargos diferentes, cada uno de los cuales cubre varios artículos, a saber:

1. El demandante solicita que se integre lo que él llama una "proposición jurídica completa para el mismo cargo [...]. Todas las normas demandadas corresponden a funciones de las Comisiones de Regulación".
2. El demandante solicita que se integre una "proposición jurídica completa para el mismo cargo [...]. Las normas demandadas se refieren a las reglas, fórmulas y régimen tarifario de los servicios públicos".

Consideraciones de la Corte Constitucional

La Corte declarará la exequibilidad de las normas juzgadas, a saber, del numeral 124.2 del artículo 124 en el entendido de que la actuación también pueda ser iniciada a petición de los usuarios; la exequibilidad del artículo 126 de la Ley 142 de 1994 en el entendido de que el procedimiento excepcional para el cambio de las fórmulas tarifarias también pueda ser iniciado a petición de los usuarios; la exequibilidad del artículo 127 de la Ley 142 de 1994 en el entendido de que las comisiones de regulación también darán a conocer a los usuarios las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del periodo siguiente. Y todo ello como parte de un procedimiento administrativo en el cual las organizaciones de usuarios que cumplan las condiciones constitucionales puedan participar de manera previa, directa y efectiva en la adopción de la decisión de definición o de modificación de la fórmula tarifaria.

Además, estima que tales normas se ajustan a la Constitución siempre y cuando se entienda que estas no impiden la realización de un procedimiento administrativo que garantice a las organizaciones de usuarios las condiciones constitucionales para que puedan participar de manera previa, directa y efectiva en la adopción de las decisiones sobre la determinación o modificación de las fórmulas tarifarias. Para que se garantice la participación previa, directa y efectiva de las organizaciones de usuarios en el procedimiento que describen para la fijación o modificación de las fórmulas tarifarias, es preciso que: (i) éstas reciban la información que señala el artículo en cuestión de manera oportuna es decir, con una antelación suficiente a la adopción de la decisión de fijación o modificación de la fórmula tarifaria; (ii) que tales organizaciones puedan

presentar propuestas a la comisión de regulación respectiva; (iii) que las propuestas que presenten sean consideradas por la comisión competente en cada caso; y (iv) que esa comisión responda motivadamente las propuestas que se le formulen.

El derecho de participación implica para las comisiones de regulación la obligación de *considerar* los puntos de vista que sean expresados por los usuarios más no necesariamente de *acogerlos*. Las comisiones de regulación son órganos que deciden de manera independiente dentro de los criterios fijados en la ley con miras a promover el interés público y sus regulaciones son actos unilaterales, no concertados, mientras el legislador no modifique las disposiciones vigentes.

Por otro lado, mientras que los costos de operación, los de reposición y los de mantenimiento obedecen a la prestación efectiva del servicio a favor de un conjunto determinado de usuarios en un momento dado, los costos de expansión son eventuales y hacen referencia a un resultado futuro, en la medida en que abren la posibilidad de que más adelante haya usuarios adicionales del servicio.

La introducción de un factor por concepto de expansión conlleva a un cambio de la estructura tarifaria en la medida en que se agrega a la tarifa un elemento adicional a la mera disposición y utilización del respectivo servicio, prestado bajo condiciones de eficiencia. En efecto, el cobro de este factor implica que la tarifa no sólo incorpora el costo del servicio que los usuarios reciben sino que incluye también un rubro adicional destinado a que nuevos usuarios tengan acceso al servicio en el futuro.

Así, incluir en la tarifa los costos de expansión, el regulador deberá tener en cuenta el principio de solidaridad para que este costo adicional sea distribuido entre los usuarios de tal manera que se valore su diferente capacidad económica y se impida que tales costos recaigan en los usuarios actuales de menores ingresos en lugar de ser asignados de tal forma que los actuales usuarios de mayores ingresos sean quienes asuman proporcionalmente una carga mayor de financiación de la expansión. Lo anterior no obsta para que todos, también en virtud del principio de solidaridad, asuman una parte de estos costos de expansión, en la proporción y en el momento que, dentro del marco constitucional y legal, defina la comisión de regulación competente.

La Corte adiciona que el cobro de un factor tarifario por concepto de costos de expansión no puede ser asumido por todos los usuarios independientemente de cuál sea su capacidad económica, pues ello implicaría una vulneración del principio de solidaridad en el ámbito de los servicios públicos. La solidaridad en materia de servicios públicos implica la clasificación de los usuarios en categorías, según los distintos niveles de capacidad económica con el fin de que los de menores ingresos tengan, en proporción al servicio recibido, tarifas menores a las de quienes tienen mayor capacidad de pago.

Por otro lado, el cobro de un cargo por concepto de conexión para acelerar la recuperación de las inversiones en infraestructura, ayuda a que las empresas cuenten con mayor liquidez, lo cual a su vez estimula que haya una sucesiva

expansión de la cobertura del servicio. Sin embargo, tal como se indicó con anterioridad en este fallo, este cargo no ha de ser asumido en igual proporción por todos los usuarios independientemente de su nivel de ingresos, pues ello vulnera el principio de solidaridad, sino que deberán establecerse cargos diferenciales que aseguren a todos la posibilidad de sufragar la conexión al respectivo servicio sin perjuicio de este cargo sea distribuido en alícuotas anuales, tal como lo prevé la última frase de la norma que se analiza.

Resuelve

- *Primero*. Estarse a lo resuelto en la Sentencia C-272 de 1998 que declaró *exequible* el artículo 68 de la Ley 141 de 1994.

- *Segundo*. Estarse a lo resuelto en la Sentencia C-066 de 1997 que declaró *exequible* la frase "En estos casos, y en los de otros contratos de las empresas, las comisiones de regulación podrán exigir, por vía general, que se celebren previa licitación pública, o por medio de otros procedimientos que estimulen la concurrencia de oferentes" del artículo 35, y los artículos 31 y 37 de la Ley 142 de 1994.

- *Tercero*. Estarse a lo resuelto en la Sentencia C-444 de 1998 que resolvió declarar *exequible* los literales c) y d) del numeral 74.3 del artículo 74 de la Ley 142 de 1.994.

- *Cuarto*. Estarse a lo resuelto en la Sentencia C-1162 de 2000 que declaró *exequible* el artículo el artículo 128 de la Ley 142 de 1994.

- *Quinto*. Estarse a lo resuelto en la Sentencia C-389 de 2002 que declaró *exequibles* los numerales 1, 2 y 3 del artículo 88, el inciso 3° del artículo 96 y el artículo 125 de la Ley 141 de 1994.

- *Sexto*. Estarse a lo resuelto en la Sentencia C-041 de 2003 que declaró *exequible* el numeral 90.2 de la Ley 142 de 1994.

- *Séptimo*. Por las razones expuestas en esta providencia, *Inhibirse* de pronunciarse respecto de las siguientes normas:

a.- El numeral 3.9. (parcial) del artículo 3, los numerales 6.3. (parcial) y 6.4. (parcial) del artículo 6, el párrafo del artículo 9, el numeral 11.8 (parcial) del artículo 11, el numeral 14.10 (parcial) del artículo 14, el artículo 16 (parcial), el artículo 18 (parcial), el artículo 20 (parcial), el artículo 21, el artículo 23 (parcial), el artículo 28 (parcial), el artículo 31 (parcial), el artículo 35 (parcial), el numeral 36.6 (parcial) del artículo 36, el artículo 37 (parcial), el numeral 39.4 (parcial) del artículo 39, los párrafos 1 y 2 del artículo 40, los numerales 44.1. (parcial), 44.2 (parcial) y 44.3 (parcial) del artículo 44, el artículo 45 (parcial), el artículo 48 (parcial), el artículo 52 (parcial), el artículo 66 (parcial), el numeral 67.1 (parcial) del artículo 67, el artículo 68 (parcial), el artículo 70 (parcial), el artículo 73, el artículo 74, el inciso primero (parcial), los numerales 85.1 (parcial), 85.2 (parcial), 85.3 (parcial), 85.5(parcial) y los párrafos 1 y 2 del artículo 85 (parcial), el numeral 87.8. (parcial) del artículo 87, el inciso primero y los numerales 89.1 (parcial), 89.2. (parcial), 89.4 (parcial) y 89.5. (parcial) del artículo 89, el inciso primero y los numerales 90.2. (parcial) y 90.3 (parcial)

inciso último del artículo 90, el artículo 92, el artículo 96 (parcial), el artículo 127, el inciso tercero del artículo 128, el numeral 133.26 (parcial) del artículo 133, el párrafo del artículo 146, el artículo 160 (parcial), y el numeral 162.2. (parcial) del artículo 162 de la Ley 142 de 1994; el artículo 1° de la Ley 286 de 1996; el artículo 2° y el artículo 3° de la Ley 632 de 2000; y el artículo 23 de la Ley 689 de 2001, por el primer cargo que presenta el accionante.

b.- Los numerales 2.7 y 2.9 del artículo 2°, el inciso segundo del párrafo del artículo 39, los numeral 87.2 (parcial) y 87.8 (parcial) del artículo 87, los párrafos 1° y 2° del artículo 87, las expresiones mencionadas del artículo 89; el inciso segundo del artículo 90 al igual que el numeral 90.1 (parcial) y el numeral 90.2 (parcial) del mismo artículo; el artículo 163 y el artículo 164 todos de la Ley 142 de 1994, y el artículo 23 de la Ley 689 de 2001, por el segundo cargo que presenta el accionante.

c.- La expresión "y el fraude a las conexiones, acometidas, medidores o líneas" del inciso segundo, al igual que los incisos tercero, cuarto y quinto del artículo 140 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 19 de la Ley 689 de 2001, por el tercer cargo que presenta el accionante.

- *Octavo.* Declarar *exequibles*, únicamente en relación con los cargos analizados, el numeral 2.6 del artículo 2, el inciso segundo y los numerales 34.1 a 34.6. del artículo 34, el numeral primero (parcial) del artículo 86, el inciso 1° (parcial) el numeral 87.1., del artículo 87, el artículo 94 (parcial) y el artículo 98, todos de la Ley 142 de 1994.

- *Noveno.* Declarar *exequible*, únicamente en relación con los cargos analizados, el numeral 14.11 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, en el entendido de que la información debe ser enviada previamente a la comisión de regulación competente y que ésta debe garantizar oportunamente a los usuarios el derecho de participación directa y efectiva.

- *Décimo.* Declarar *exequible*, únicamente en relación con los cargos analizados, el numeral 87.4 del artículo 87 y el numeral 90.3 del artículo 90 de la Ley 142 de 1994.

- *Décimo primero.* Declarar *exequible* la expresión "expansión", contenida en el numeral 87.4 del artículo 87 y en el numeral 90.3 del artículo 90 de la Ley 142 de 1994 en el entendido de que al considerar los costos de expansión se incluirá un criterio expreso para hacer efectivo el principio de solidaridad y asegurar que los beneficiarios de la misma serán, de manera prioritaria, las personas de menores ingresos.

- *Décimo segundo.* Declarar *inexequible* la primera frase del numeral 87.7 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 que dice: "Los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario".

- *Décimo tercero.* Declarar *exequible*, únicamente por los cargos analizados, la segunda frase del numeral 87.7 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

- *Décimo cuarto.* Declarar *exequibles*, únicamente en relación con los cargos

	<p>analizados, las siguientes normas en tanto que éstas no impiden la realización de un procedimiento administrativo que garantice que las organizaciones de usuarios que cumplan las condiciones constitucionales puedan participar de manera previa directa y efectiva en la adopción de la decisión de definición o modificación de la fórmula tarifaria, de tal forma que el numeral 124.2 del artículo 124 es EXEQUIBLE en el entendido de que la actuación también pueda ser iniciada a petición de los usuarios; el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 es <i>exequible</i> en el entendido de que el procedimiento excepcional para el cambio de las fórmulas tarifarias también pueda ser iniciado a petición de los usuarios; y el artículo 127 de la Ley 142 de 1994 es <i>exequible</i> en el entendido de que las comisiones de regulación también darán a conocer a los usuarios las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del periodo siguiente.</p> <p>- <i>Décimo quinto.</i> Declarar <i>exequible</i>, únicamente en relación con los cargos analizados, el párrafo del artículo 130 de la Ley 142 adicionado por el artículo 18 de la Ley 689 de 2001 y el artículo 140 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 19 de la Ley 689 de 2001, en el entendido de que se respetarán los derechos de los usuarios, en los términos del apartado 5.2.3 de esta sentencia. (Documento 52)</p>
<p>Sentencia T-270, 19 de Marzo de 2004.</p>	<p>Magistrado Ponente: Dr. Jaime Córdoba Treviño Demandante: Expedientes Acumulados. Problema Jurídico: Corresponde a la Corte determinar si se ajustan a la Carta Política las decisiones de los jueces de instancia que denegaron la protección constitucional solicitada por los accionantes. Para ese fin, deberá precisarse si se ha violado por parte de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. algún derecho constitucional a los accionantes y en caso afirmativo si es la acción de tutela el mecanismo judicial procedente para su protección.</p> <p>Consideraciones de la Corte Constitucional La Corte estableció, en los casos objeto de estudio, que a la mayoría de accionantes la empresa de servicios públicos domiciliarios ELECTRICARIBE: <i>i)</i> no les informó de la iniciación de la actuación administrativa que iba a concluir con la imposición de una sanción pecuniaria, <i>ii)</i> les dejó simplemente el acta de revisión y detección de anomalías con personas no capaces de atender la diligencia o no garantizar en debida forma el derecho de defensa del afectado, <i>iii)</i> tampoco se les permitió controvertir el contenido de la citada acta, conocer antes de proferir la sanción el resultado del examen practicado por el laboratorio respectivo sobre el estado del medidor y presentar pruebas para controvertirlo u objetar ese dictamen, <i>iv)</i> en el caso de la verificación de la alteración de los instrumentos de medición se les sancionó por concepto de recuperación de energía presumiendo que los usuarios fueron quienes realizaron la conducta fraudulenta sin demostrar ese hecho, es decir, aplicando un régimen de responsabilidad objetiva que como se explicó no fue consagrado por el legislador, <i>v)</i> así mismo, se sancionó al usuario a pesar de no estar demostrado que la empresa de servicios públicos haya cumplido con su obligación de adoptar precauciones eficaces para que esos equipos de medida no se alteren. Las empresas prestadoras deben <i>(i)</i> seguir ciertos parámetros procedimentales</p>

	<p>que garanticen el debido proceso, en conexidad con el principio de buena fe de los usuarios, y (ii) abstenerse de suspender arbitrariamente el servicio a ciertos establecimientos usados por personas especialmente protegidas por la Constitución</p> <p>Resuelve</p> <p>- <i>Primero. Revocar</i> las sentencias de tutela proferidas dentro de los expedientes T-684762, T-684763, T-684765, T-684766, T-684767, T-684768, T-685872, T-685873, T-685874, T-685919, T-685926, T-685927, T-685929, T-685930 y T-686052 por los respectivos jueces de instancia. En su lugar, CONCEDER la protección constitucional a los derechos fundamentales de los accionantes al debido proceso, a la defensa y a la presunción de inocencia.</p> <p>- <i>Segundo: Ordenar.</i> a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. que, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes a la notificación de la presente sentencia, deje sin efecto las decisiones sancionatorias proferidas dentro los expedientes citados en el ordinal anterior y que, en el mismo término, proceda a rehacer toda la actuación en contra de los accionantes garantizando la efectividad de los derechos fundamentales al debido proceso, a la presunción de inocencia y a la defensa, conforme a lo expuesto en la parte considerativa de esta sentencia.</p> <p>- <i>Terero: Conceder</i> la protección constitucional del derecho de petición a la señora María Concepción Tovar, accionante en el expediente T-686052. En consecuencia, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes a la notificación de la presente sentencia, dará respuesta a la solicitud radicada en dicha entidad el día 20 de marzo de 2002.</p> <p>- <i>Cuarto: Confirmar</i> los fallos de tutela proferidos dentro de los expedientes T-685942 y T-685944, que denegaron el amparo constitucional solicitado.</p> <p>- <i>Quinto: Prevenir</i> a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24 del Decreto 2591 de 1991, para que en desarrollo de todas sus actuaciones observe el debido respeto por los derechos fundamentales de sus usuarias y usuarios.</p> <p>- <i>Sexto: Dar cumplimiento</i> a lo previsto en el artículo 36 del Decreto 2591 de 1991. (Documento 53)</p>
--	--

5. LEGISLACIÓN EXTRANJERA

5.1 LEGAL

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
Argentina, Ley N° 17.319 del	<p>Ley de Hidrocarburos</p> <p>Artículo 1. Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al</p>

<p>23 de Junio de 1967.</p>	<p>patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional.</p> <p>Artículo 6. (...) La producción de gas natural podrá utilizarse, en primer término, en los requerimientos propios de la explotación de los yacimientos de que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario y considerando lo señalado en el artículo 31. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas tendrá presente para adquirir, dentro de plazos aceptables, las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren una justa rentabilidad a la inversión correspondiente, teniendo en cuenta las especiales características, y condiciones del yacimiento.</p> <p>Con la aprobación de la autoridad de aplicación, el concesionario podrá decidir el destino y condiciones de aprovechamiento del gas que no fuere utilizado en la forma precedentemente indicada.</p> <p>La comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo nacional.</p> <p>Artículo 39. La concesión de transporte confiere, durante los plazos que fija el artículo 41, el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que quieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gaseosos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarios, viables y férreas; infraestructura de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes.</p> <p>Artículo 62. La producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el 12% del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta 5% teniendo en cuenta los factores que menciona el artículo 59°(...).</p> <p>Artículo 96. A los efectos de la presente de ley se entenderá por empresas estatales a Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado y aquellas que, con cualquier forma jurídica y bajo contralor permanente del Estado, las sucedan o reemplacen en el ejercicio de sus actividades. (Documento 54)</p>
<p>Argentina, Ley N° 24.076 del 9 de Junio de 1992.</p>	<p>Ley de Gas Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado.</p> <p>Artículo 1. La presente Ley regula el transporte y distribución de gas natural que constituyen un servicio público nacional, siendo regidos por la Ley N° 17.319 la producción, captación y tratamiento. La Ley N° 17.319 solamente será aplicable a las etapas de transporte y distribución de gas natural, cuando la presente Ley se remita expresamente a su normativa.</p> <p>Artículo 2. Fijanse los siguientes objetivos para la regulación del transporte y distribución del gas natural. Los mismos serán ejecutados y controlados por el</p>

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS que se crea por el Artículo 50 de la presente Ley:

- A)** Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores;
- B)** Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- C)** Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural;
- D)** Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo a lo normado en la presente Ley;
- E)** Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural;
- F)** Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente;
- G)** Propender a que el precio de suministro de gas Natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

Artículo 3. Quedan autorizadas las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa.

Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el poder ejecutivo nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.

El silencio, en tal caso, implicará conformidad.

Los importadores y exportadores, deberán remitir al ente nacional regulador del gas una copia de los respectivos contratos.

Artículo 4. El transporte y distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado a las que el poder ejecutivo nacional haya habilitado mediante el otorgamiento de la correspondiente concesión, licencia o permiso, previa selección por licitación pública, excepto aquellos derivados de la aplicación del artículo 28 de la ley n° 17.319. En esta ley el término "habilitación" comprenderá la concesión, la licencia y el permiso, y el término "prestador" comprenderá al concesionario, al licenciario y al permisionario.

el poder ejecutivo nacional determinará, en cada caso, la modalidad a adoptar. el estado nacional y las provincias, por sí, o a través de cualquiera de sus organismos o empresas dependientes, sólo podrán proveer servicios de transporte y distribución en el caso de que, cumplidos los procedimientos de licitación previstos en la presente ley no existieren oferentes a los que pudiere adjudicarse la prestación de los mismos o bien si, habiéndose adjudicado tales servicios, se extinguiere la habilitación por alguna de las causas previstas en la misma y se diere aquella situación.

Artículo 5. Las habilitaciones a que se refiere el artículo 4 ° serán otorgadas por un plazo de treinta y cinco (35) años, a contar desde la fecha de su adjudicación.

Artículo 6. Con una anterioridad no menor de DIECIOCHO (18) meses a la fecha de finalización de una habilitación, el ENTE NACIONAL REGULADOR

DEL GAS, a pedido del prestador respectivo, llevará a cabo una evaluación de la prestación del servicio por el mismo a los efectos de proponer al PODER EJECUTIVO NACIONAL la renovación de la habilitación por un período adicional de DIEZ (10) años. A tal efecto se convocará a Audiencia Pública. En los textos de las habilitaciones se establecerán los recaudos que deberán cumplir los prestadores para tener derecho a la renovación. El PODER EJECUTIVO NACIONAL resolverá dentro de los CIENTO VEINTE (120) días de recibida la propuesta del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

Artículo 7. En todos los casos de extinción de la habilitación por cualquier causa, cuando no corresponda la renovación prevista en el artículo anterior, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS deberá convocar a Licitación Pública para adjudicar los servicios de transporte y distribución en cuestión, en el plazo de NOVENTA (90) días.

Artículo 8. En el caso del artículo precedente, si la nueva habilitación no pudiese ser otorgada antes de la expiración de la habilitación precedente, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS podrá requerir al titular de esta última la continuación del servicio por un plazo no mayor de DOCE (12) meses, contados a partir de la fecha original de finalización de la habilitación anterior. Esta ampliación revestirá carácter obligatorio para el prestador.

Artículo 9. Son sujetos activos de la Industria del Gas Natural los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que contraten directamente con el productor de gas natural.

Son sujetos de esta Ley los transportistas, distribuidores, comercializadores, almacenadores y consumidores que contraten directamente con el productor.

Artículo 10. A los efectos de la presente Ley se considera productor a toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal, extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional, disponiendo libremente del mismo.

Artículo 11. Se considera transportista a toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.

La calidad de transportista se adquiere por:

- A)** Habilitación como transportista otorgada bajo el régimen de la presente Ley.
- B)** Concesión de transporte otorgada bajo el Régimen del Título II, Secciones 3a y 4a de la Ley N° 17.319.
- C)** Subrogación en una concesión de transporte de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 9 del Decreto N°1.589/89.

Artículo 12. Se considera distribuidor al prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada. El distribuidor, en su carácter de tal, podrá realizar las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.

Las disposiciones de esta Ley son de aplicación a los distribuidores de propano mediante instalaciones permanentes.

Artículo 13. Sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación, cualquier consumidor podrá convenir la compra de gas natural directamente con los productores o comercializadores, pactando libremente las condiciones de transacción.

Artículo 14. Se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.

Artículo 15. Quienes reciban gas natural como pago de regalías o servicios, podrán comercializarlo del mismo modo que un productor.

Artículo 16. Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción de obras de magnitud -de acuerdo a la calificación que establezca el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener del Ente la correspondiente autorización de dicha construcción, extensión o ampliación.

En todos los casos, para el otorgamiento de dicha autorización, el Ente deberá tener en cuenta lo siguiente:

A) Si la obra se encuentra prevista en el cronograma de inversiones de la habilitación, en cuyo caso corresponderá su ejecución al respectivo prestador en los plazos y condiciones que la habilitación estipule;

B) Para el caso de obras no previstas en la respectiva habilitación, las cooperativas y los terceros interesados en su realización deberán arribar a un acuerdo con el prestador de la zona que corresponda, y someterlo al Ente para que autorice. De no existir acuerdo el Ente resolverá la cuestión en un plazo de treinta (30) días, disponiendo dentro de los quince (15) días la realización de una audiencia pública;

El Ente queda facultado para disponer que la ejecución y/o operación de la obra sea efectuada por el prestador o por el tercero interesado, atendiendo al criterio de mayor conveniencia para el usuario final;

C) Para el caso que una solicitud no fuera satisfecha por razones económicas, el distribuidor deberá informar al solicitante, dentro del plazo establecido en el Artículo 28 de esta Ley, el detalle de cálculo y el monto de la inversión que deberá aportar el solicitante para que el suministro de gas fuera económicamente viable.

De no llegarse a un acuerdo al respecto, el solicitante podrá someter la cuestión al Ente, conforme a los términos del Artículo 29, el que resolverá las condiciones bajo las que podrá ordenar la realización de las obras.

Artículo 17. Ante el inicio o inminencia de inicio de una construcción u obra que carezca de la correspondiente autorización, cualquier persona tendrá derecho a acudir al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS para oponerse a la misma. El Ente ordenará la suspensión de la obra hasta tanto adopte decisión final sobre el otorgamiento de la autorización, sin perjuicio de las Sanciones que el Ente establezca para este tipo de infracción.

Artículo 18. Si la construcción o ampliación de obras de un transportista o distribuidor interfiere o amenaza interferir el servicio o sistema

correspondiente a otro transportista o distribuidor, estos últimos podrán acudir al Ente, quien oyendo a las partes e interesados y convocando a una Audiencia Pública, resolverá la continuación o no de la nueva obra.

Artículo 28. Los transportistas y distribuidores están obligados a responder toda solicitud de servicio dentro de los TREINTA (30) días contados a partir de su recepción.

Artículo 29. Cuando quien requiera un servicio de suministro de gas de un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor, no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS quien, escuchando también a la otra parte en Audiencia Pública a celebrarse a los QUINCE (15) días, resolverá el diferendo en el plazo señalado en el Artículo 20.

Artículo 30. El gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte y distribución deberá reunir las especificaciones dispuestas en la reglamentación respectiva.

Artículo 31. Los transportistas y distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones a fin de asegurar condiciones de operabilidad del sistema y un servicio regular y continuo a los consumidores.

Artículo 32. Las habilitaciones podrán obligar a los transportistas y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público, siempre que puedan recuperar, mediante tarifas, el monto de sus inversiones a la rentabilidad establecida en el Artículo 39 de esta Ley.

Artículo 33. Los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con excepción de:

- 1) las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo;
- 2) el gas natural necesario para mantener en operabilidad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el Ente en cada caso.

Artículo 34. Ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Artículo 33 de la Ley N° 19.550, en una sociedad habilitada como transportista.

Ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportista o grupo de los mismos o empresa controlada por, o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Artículo 33 de la Ley N° 19.550, en una sociedad habilitada como distribuidora.

Asimismo ningún consumidor que contrate directamente con el productor, podrá tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Artículo 33 de la Ley N° 19.550, en una sociedad habilitada como distribuidora que corresponda a la zona geográfica de su consumo.

Ningún comercializador o grupo de comercializadores podrá tener una

participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Artículo 33 de la Ley N° 19.550, en las sociedades habilitadas como transportistas o distribuidoras.

En el caso de que existan participaciones en el grado y en la forma que permite el presente Artículo, los contratos que entre sociedades vinculadas que comprendan diferentes etapas en la industria del gas natural, deberán ser aprobados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS. Este sólo podrá rechazarlos en caso de alejarse de contratos similares entre sociedades no vinculadas, perjudicando el interés de los respectivos consumidores.

Artículo 35. Los productores que tengan el derecho de obtener una concesión de transporte de sus propios hidrocarburos, de acuerdo a lo dispuesto por los Artículos 28 de la Ley N° 17.319 y 9° del Decreto N° 1.589/89, no quedan comprendidos en las limitaciones establecidas en el Artículo 16 de esta Ley y en el presente Título, salvo la dispuesta por el Artículo 34 párrafo segundo. A dichos productores les serán aplicables, sin embargo, las demás disposiciones que esta Ley establece para transportistas o distribuidores, según el caso.

Artículo 36. A los fines de este título, el capital de las sociedades que se dediquen al transporte y distribución de gas natural deberá estar representado por acciones nominativas no endosables o escriturales.

Artículo 37. La tarifa del gas a los consumidores será el resultado de la suma de:

- A) Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte;
- B) Tarifa de transporte;
- C) Tarifa de distribución.

Artículo 38. Los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios:

A) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo;

B) Deberán tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre los distintos tipos de servicios, en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el Ente califique como relevante;

C) El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta Ley, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el Ente considere equivalentes;

D) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.

Artículo 39. A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y

distribuidores deberán contemplar:

A) Que dicha rentabilidad sea similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;

B) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

Artículo 40. Los pliegos de condiciones por los cuales se liciten habilitaciones de transporte y distribución o las acciones de las sociedades habilitadas como transportistas y distribuidoras incluirán, como un anexo, el texto de las respectivas habilitaciones y éstas, a su vez, contendrán un cuadro tarifario que fijará las tarifas máximas que corresponden a cada tipo de servicio ofrecido, las que serán determinadas de conformidad con lo dispuesto por los Artículos 38 y 39 de la presente Ley.

Artículo 41. En el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán de acuerdo con una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas.

Los transportistas y distribuidores podrán reducir total o parcialmente la rentabilidad contemplada en sus tarifas máximas, pero en ningún caso podrán dejar de recuperar sus costos.

En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores.

Artículo 42. Cada CINCO (5) años el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS revisará el sistema de ajuste de tarifas. Dicha revisión deberá ser efectuada de conformidad con lo establecido por los Artículo 38 y 39 y fijará nuevas tarifas máximas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 39 de la presente Ley.

Artículo 43. Ningún transportista o distribuidor podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto, excepto que tales diferencias resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro distingo equivalente que pueda aprobar el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

Artículo 44. Con sujeción a la reglamentación que dicte el ente nacional regulador del gas, los transportistas y distribuidores deberán registrar ante este último los cuadros tarifarios que se proponen aplicar, respetando los cuadros máximos autorizados, indicando las tarifas, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus consumidores y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios, una vez registrados, deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los consumidores.

Artículo 45. A efectos de facilitar el control, y transparencia en la regulación del transporte y la distribución, que permita la aplicación de una adecuada política tarifaria, el Ente fijará las normas a las que deberán ajustarse los prestadores de

estos servicios, en sus registros de costos y/o contables a fin de identificar la incidencia de la marcha del negocio, la evolución de sus activos y pasivos, las inversiones realizadas, los criterios de amortización, la apropiación de los costos por actividad, zona y tipo de consumidores y todo otro aspecto que el ente nacional regulador del gas estime necesario para una regulación adecuada al carácter de interés general de las actividades que se desarrollen.

en los pliegos de bases para el otorgamiento de cada una de las habilitaciones y para la adjudicación de las acciones de las sociedades habilitadas a que se refiere esta Ley, la Autoridad de Aplicación deberá establecer los criterios utilizados para determinar la estructura de costos con que fueron fijadas las tarifas respectivas.

Artículo 46. Los transportistas, distribuidores y consumidores podrán solicitar al ente nacional regulador del gas las modificaciones de tarifas, cargos, precios máximos, clasificaciones o servicios establecidos de acuerdo con los términos de la habilitación, que consideren necesarias si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.

recibida la solicitud de modificación, el ente deberá resolver en el plazo de sesenta (60) días previa convocatoria a audiencia pública que deberá celebrarse dentro de los primeros quince (15) días de la recepción de la citada solicitud.

Artículo 50. Créase en el ámbito del ministerio de economía y obras y servicios públicos, el ente nacional regulador del gas que deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en el artículo 2° de esta ley. a los efectos de una adecuada descentralización del mismo, en cada área de distribución deberá preverse una estructura mínima pero suficiente para tratar la relación entre las empresas distribuidoras y los usuarios de dicha área. dicha delegación del ente nacional regulador del gas se constituirá con la participación de representantes de las provincias que correspondan al área en cuestión.

Artículo 60. El ente Nacional Regulador del Gas se regirá en su gestión financiera, patrimonial y contable por las disposiciones de la presente Ley y los reglamentos que a tal fin se dicten. Quedará sujeto al control externo que establece el régimen de Controlador Público. Las relaciones con su personal se regirán por la Ley de Contrato de Trabajo, no siéndoles de aplicación al Régimen Jurídico Básico de la Función Pública.

Artículo 61. El ente nacional regulador de gas confeccionará anualmente su presupuesto, estimando razonablemente los gastos e inversiones correspondientes al próximo ejercicio. Un proyecto de presupuesto será publicado, previamente a su elevación por el Poder ejecutivo Nacional.

Artículo 74. Se declara "sujeta a privatización" total, bajo el régimen de la Ley Nº 23.696 a gas del estado sociedad del estado, sustituyendo toda otra "declaración" anterior.

El poder ejecutivo nacional podrá disponer la privatización de gas del estado sociedad del estado mediante cualquiera de las modalidades previstas en la Ley Nº 23.696.

(Documento 55)

Brasil,
Ley 9.478
del 6 de
Agosto de
1997

Ley de Petróleo

Dispone sobre la política energética nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo, instituye al Consejo Nacional de Política Energética y a la Agencia Nacional de Petróleo y da otras providencias.

Artículo 1. Las políticas nacionales para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía tendrán los siguientes objetivos:

I - preservar el interés nacional;

II - promover el desarrollo, ampliar el mercado de trabajo y valorizar los recursos energéticos;

III - proteger los intereses del consumidor en cuanto a precio, calidad y oferta de los productos;

IV - proteger el medio ambiente y promover la conservación de energía;

V - garantizar el abastecimiento de derivados del petróleo en todo el territorio nacional, en los términos del § 2º del artículo 177 de la Constitución Federal;

VI - incrementar, en bases económicas, la utilización del gas natural;

VII - identificar las soluciones más adecuadas para el abastecimiento de energía eléctrica en las diversas regiones del País;

VIII - utilizar fuentes alternativas de energía, mediante el aprovechamiento económico de los insumos disponibles y de las tecnologías aplicables;

IX - promover la libre competencia;

X - atraer inversiones para la producción de energía;

XI - ampliar la competitividad del País en el mercado internacional;

XII - incrementar, en bases económicas, sociales y ambientales, la participación de los biocombustibles en la matriz energética nacional.

CAPÍTULO II

Del Consejo Nacional de Política Energética

Artículo 2. Queda creado el Consejo Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado a la Presidencia de la República y presidido por el Ministro de Estado de Minas y Energía, con la incumbencia de proponer al Presidente de la República políticas nacionales y medidas específicas destinadas a:

I - promover el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del País, en conformidad con los principios enumerados en el capítulo anterior y según lo dispuesto en la legislación aplicable;

II - garantizar, en función de las características regionales, el abastecimiento de insumos energéticos en las áreas más remotas o de difícil acceso del País, sometiendo las medidas específicas al Congreso Nacional, cuando impliquen creación de subsidios;

III - rever periódicamente las matrices energéticas aplicadas a las diversas regiones del País, considerando las fuentes convencionales y alternativas y las tecnologías disponibles;

IV - establecer directrices para programas específicos, como los de uso del gas natural, del carbón, de la energía termonuclear, de los biocombustibles, de la energía solar, de la energía eólica y de la energía proveniente de otras fuentes alternativas.

CAPÍTULO III

De la Titularidad y del Monopolio del Petróleo y del Gas Natural

SECCIÓN I

Del Ejercicio del Monopolio

Artículo 3. Pertenecen al Estado los depósitos de petróleo, de gas natural y otros hidrocarburos fluidos existentes en el territorio nacional, incluidas la parte terrestre, el mar territorial, la plataforma continental y la zona económica exclusiva.

Artículo 4. Constituyen monopolio del Estado, en los términos del art. 177 de la Constitución Federal, las siguientes actividades:

I - la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y de gas natural y otros hidrocarburos fluidos;

II - la refinación del petróleo nacional o extranjero;

III - la importación y exportación de los productos y derivados básicos resultantes de las actividades previstas en los incisos anteriores;

IV - el transporte marítimo del petróleo bruto de origen nacional o de derivados básicos del petróleo producidos en el País, así como el transporte, a través de conducto, de petróleo bruto, sus derivados y de gas natural.

Artículo 5. Las actividades económicas de las que trata el artículo anterior estarán reguladas y fiscalizadas por el Estado y podrán ser ejercidas, mediante concesión o autorización, por empresas constituidas bajo las leyes brasileñas, con sede y administración en el País.

Artículo 6. Para los fines de esta Ley y de su reglamentación, quedan establecidas las siguientes definiciones:

I - Petróleo: todo y cualquier hidrocarburo líquido en su estado natural, como por ejemplo el petróleo crudo y condensado;

II - Gas Natural o Gas: todo hidrocarburo que permanezca en estado gaseoso en condiciones atmosféricas normales, extraído directamente a partir de reservorios petrolíferos o de gas, incluyendo gases húmedos, secos, residuales y gases raros;

III - Derivados del Petróleo: productos resultantes de la transformación del petróleo;

Artículo 7. Queda instituida la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles - ANP, entidad integrante de la Administración Federal Indirecta, sometida al régimen autárquico especial, como órgano regulador de la industria del petróleo, gas natural, sus derivados y biocombustibles, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Párrafo único. La ANP tendrá sede y foro en el Distrito Federal y oficinas centrales en la ciudad de Río de Janeiro, pudiendo instalar unidades administrativas regionales.

Artículo 21. Todos los derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en territorio nacional, incluidos en él, la parte terrestre, el mar territorial, la plataforma continental y la zona económica exclusiva, pertenecen al Estado, cabiendo su administración a la ANP.

Artículo 24. Los contratos de concesión deberán prever dos fases: la de exploración y la de producción.

1º Se incluyen en la fase de exploración las actividades de evaluación de un eventual descubrimiento de petróleo o de gas natural, para determinar su comercialización.

2º La fase de producción incluirá también las actividades de desarrollo.

Artículo 28. Solamente podrán obtener concesión para la exploración y producción de petróleo o gas natural las empresas que atiendan a los requisitos técnicos, económicos y jurídicos establecidos por la ANP.

Artículo 30. El contrato para la exploración, desarrollo y producción de petróleo o gas natural no se extiende a ningún otro recurso natural, quedando el concesionario obligado a informar su descubrimiento, rápidamente y en carácter exclusivo, a la ANP.

Artículo 40. El contrato establecerá que el concesionario estará obligado a:

- I - adoptar, en todas sus operaciones, las medidas necesarias para la conservación de los reservorios y de otros recursos naturales, para la seguridad de las personas y de los equipamientos y para la protección del medio ambiente;
- II - comunicar a la ANP, inmediatamente, el descubrimiento de cualquier yacimiento de petróleo, gas natural o otros hidrocarburos o de otros minerales;
- III - realizar la evaluación del descubrimiento en los términos del programa sometido a la ANP, presentando informe de comercialización y declarando su interés en el desarrollo del campo;
- IV - someter a la ANP el plan de desarrollo del campo declarado comercial, conteniendo la cronología y la estimativa de inversión;
- V - responsabilizarse civilmente por los actos de las personas designadas como representantes e indemnizar todos y cualesquiera daños resultantes de las actividades de exploración, desarrollo y producción contratadas, debiendo compensar a la ANP o al Estado los gastos que tengan que soportar como consecuencia de eventuales demandas motivadas por actos de responsabilidad del concesionario; (...)

Artículo 47. Los royalties se pagarán mensualmente, en moneda nacional, a partir de la fecha de inicio de la producción comercial de cada campo, en monto correspondiente al diez por ciento de la producción de petróleo o gas natural.

1º Teniendo en cuenta los riesgos geológicos, las expectativas de producción y otros factores pertinentes, la ANP podrá prever, en la invitación de licitación correspondiente, la reducción del valor de los royalties establecido en el capuz de este artículo para un monto correspondiente, como mínimo, al cinco por ciento de la producción.

2º Los criterios para el cálculo del valor de los royalties se establecerán por decreto del Presidente de la República, en función de los precios de mercado del petróleo, gas natural o condensado, de las especificaciones del producto y de la localización del campo.

3º La quema de gas en quemadores, en perjuicio de su comercialización, y la pérdida de producto ocurrida bajo la responsabilidad del concesionario, se incluirán en el volumen total de la producción que será computada para el cálculo de los royalties debidos.

Artículo 53. Cualquier empresa o consorcio de empresas que atienda a lo dispuesto en el art. 5º podrá someter a la ANP propuesta, acompañada del respectivo proyecto, para la construcción y operación de refinerías y de unidades de procesamiento y de almacenamiento de gas natural, así como para

la ampliación de su capacidad.

1º La ANP establecerá los requisitos técnicos, económicos y jurídicos que deben ser atendidos por los proponentes y las exigencias de proyecto con relación a la protección ambiental y a la seguridad industrial y de las poblaciones.

2º Atendido lo dispuesto en el párrafo anterior, la ANP otorgará la autorización a la que hace referencia el inciso V del art. 8º, definiendo su objeto y su titularidad.

Artículo 54. Está permitida la transferencia de la titularidad de la autorización, mediante previa y expresa aprobación de la ANP, siempre y cuando el nuevo titular satisfaga los requisitos expresados en el § 1º del artículo anterior.

Artículo 55. En el plazo de ciento ochenta días, a partir de la publicación de esta Ley, la ANP expedirá las autorizaciones relativas a las refinerías y unidades de procesamiento de gas natural existentes, ratificando su titularidad y sus derechos.

Párrafo único. Las autorizaciones mencionadas en este artículo obedecerán a lo dispuesto en el art. 53 en lo que se refiere a la transferencia de la titularidad y a la ampliación de la capacidad de las instalaciones.

Artículo 56. Observadas las disposiciones de las leyes pertinentes, cualquier empresa o consorcio de empresas que atienda a lo dispuesto en el art. 5º podrá recibir autorización de la ANP para construir instalaciones y efectuar cualquier modalidad de transporte de petróleo, de sus derivados y gas natural, ya sea para abastecimiento interno o para importación y exportación.

Párrafo único. La ANP dictará las normas sobre la habilitación de los interesados y las condiciones para la autorización y para la transferencia de su titularidad, observado el cumplimiento a los requisitos de protección ambiental y seguridad de tráfico.

Artículo 57. En el plazo de ciento ochenta días, a partir de la publicación de esta Ley, PETROBRAS y las demás empresas propietarias de equipamientos e instalaciones de transporte marítimo y por ductos recibirán de la ANP las respectivas autorizaciones, ratificando su titularidad y sus derechos.

Párrafo único. Las autorizaciones mencionadas en este artículo observarán las normas sobre las que trata el párrafo único del artículo anterior, con relación a la transferencia de la titularidad y a la ampliación de la capacidad de las instalaciones.

Artículo 58. Se le permitirá a cualquier interesado el uso de los ductos de transporte y de los terminales marítimos existentes o en construcción, mediante remuneración adecuada al titular de las instalaciones.

1º La ANP fijará el valor y la forma de pago de la remuneración adecuada, en caso de que no exista acuerdo entre las partes, cabiéndole también verificar si el valor acordado es compatible con el mercado.

2º La ANP regulará la preferencia que debe ser atribuida al propietario de las instalaciones para traslado de sus propios productos, con el objetivo de promover la máxima utilización de la capacidad de transporte a través de los medios disponibles.

	<p>Artículo 59. Los ductos de transferencia serán reclasificados por la ANP como ductos de transporte, en el caso de que se haya comprobado interés de terceros en su utilización, observadas las disposiciones aplicables de este Capítulo.</p> <p>Artículo 60. Cualquier empresa o consorcio de empresas que atienda a lo dispuesto en el art. 5° podrá recibir autorización de la ANP para ejercer la actividad de importación y exportación de petróleo y sus derivados, de gas natural y condensado.</p> <p>Párrafo único. El ejercicio de la actividad referida en el caput de este artículo observará las directrices del CNPE, en particular las relacionadas con el cumplimiento de las disposiciones del art. 4° de la Ley n° 8.176, del 8 de febrero de 1991, y obedecerá a las demás normas legales y reglamentares pertinentes.</p> <p>Art. 65. PETROBRAS deberá constituir una subsidiaria con atribuciones específicas de operar y construir sus ductos, terminales marítimos y embarcaciones para el transporte del petróleo, de sus derivados y de gas natural, estando dicha subsidiaria habilitada para asociarse, mayoritaria o minoritariamente, a otras empresas. (Documento 56)</p>
--	--

6. BIBLIOGRAFÍA ANALIZADA

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
<p>Álvaro Ruiz Hernández <u>Documento 091. El Planteamiento del Sector Energético en Colombia y la demanda de electricidad con sustitución de esta fuente de energía por gas.</u> Colombia, CEDE 1993.</p> <p>Fuente:</p>	<p>Este trabajo complementa los existentes en la actualidad para el planteamiento físico y financiero del sector eléctrico, en cinco aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se presenta una propuesta para efectuar proyecciones de electricidad en un contexto de amplia sustitución de esta fuente de energía por gas. 2. Presenta también la ampliación de conceptos aceptados por la literatura para efectuar análisis de riesgo e incertidumbre en condiciones de amplia penetración de gas. 3. Ilustra las ideas propuestas efectuando proyecciones de electricidad y análisis de riesgo en un contexto de sustitución de gas. 4. Se sugiere un procedimiento para el planteamiento del sector gas, adelantando proyecciones de ese recurso en el sector residencial, que sean coherentes con las estimaciones para electricidad y consistentes con valores predeterminados de ingresos y precio de energéticos. 5. Se ilustra la aplicación de varios procedimientos ideados por la literatura para juzgar los modelos por sus resultados. En este sentido, la aplicación se hace para los modelos elaborados por el autor hace 5 años. <p>(Documento 57)</p>

<p>Biblioteca del Departamento Nacional de Planeación</p>	
<p>Comisión Intergremial de los servicios públicos domiciliarios ANDESCO ASOCODIS ACCE ACOLGEN NATURGAS <u>Los servicios públicos domiciliarios: reflexiones sobre su situación actual y propuestas para su futuro.</u> Colombia, Octubre, 2001. Fuente: www.naturgas.com.co</p>	<p>Nadie puede desconocer que, desde hace algún tiempo, el Sector de los Servicios Públicos Domiciliarios enfrenta dificultades y problemas de diversa naturaleza y origen que pueden precipitarlo, si no se encararan de manera atinada y oportuna, a una crisis de grandes proporciones. Pero tampoco se puede desconocer que, desde mediados de los años 90, el Sector venía presentando un desempeño satisfactorio que se vio perturbado a causa de la crisis económica, la intensificación del conflicto armado y de algunos errores y omisiones en los campos de la política, la regulación y control estatales.</p> <p>El modelo de los servicios públicos adoptado en el país a mediados de los años noventa apuntaba a que estas actividades estuvieran progresiva y crecientemente regidas por la lógica de los negocios privados y con un Estado focalizado en las funciones de regulación, control y política general. Las transformaciones que habían de emprenderse eran considerables pues se partía de una situación caracterizada por el predominio de empresas estatales carentes, en su mayoría, de orientación comercial; la existencia de subsidios excesivos e indiscriminados; la injerencia política en las decisiones de asignación de los recursos; la confusión en los objetivos y medios de la acción pública; en fin, la debilidad institucional e inexperiencia en las funciones estatales de regulación y control. Las dificultades del sector deben entonces ser consideradas teniendo en cuenta la magnitud de las transformaciones a realizar y las circunstancias poco propicias bajo las que han debido acometerse.</p> <p>La discusión actual sobre los servicios públicos comenzó, es bueno recordarlo, a propósito del tema de las tarifas; más concretamente, a propósito del impacto que sobre las tarifas de electricidad estaban teniendo las restricciones en la red de transmisión y de los incrementos de las tarifas de acueducto, alcantarillado y aseo en Bogotá. A partir de estos hechos puntuales, con causas particulares perfectamente discernibles y aclaradas suficientemente, se empezó a gestar la idea según la cual el propio modelo de los servicios públicos estaba dando lugar a un desbordamiento tarifario generalizado que las entidades encargadas de la regulación y el control habían sido incapaces de prevenir o conjurar. Esto dio lugar a un cuestionamiento del modelo en su conjunto que alentó una serie de iniciativas legislativas tendientes a replantearlo en sus propios fundamentos o a modificarlo en aspectos esenciales.</p> <p>Al mismo tiempo en que tenían lugar esos cuestionamientos y avanzaban esas iniciativas; los informes de la Superintendencia, de la Contraloría y los estudios de las empresas y gremios del sector ponían en evidencia la difícil situación financiera por la que estaban atravesando casi todas ellas. En efecto, <i>el principal problema del sector de los servicios públicos, en el que en definitiva se expresan y resumen todos los demás, es de orden financiero, más precisamente, de un flujo de ingresos insuficiente para cubrir los costos eficientes y remunerar el capital invertido a una tasa similar a la de actividades</i></p>

de riesgo comparable.

Se tiene en consecuencia la siguiente situación: de un lado las empresas del sector aquejadas, en diverso grado, por problemas de liquidez, rentabilidad e, incluso, solvencia; del otro los usuarios y amplios sectores de la opinión pública convencidos de que esas mismas empresas se están enriqueciendo injustificadamente abusando de las tarifas. ¿Cómo conciliar estos extremos? .

Las tesis fundamentales que sostienen este documento pueden resumirse de la siguiente forma:

Las dificultades actuales de los servicios públicos se originan principalmente en factores exógenos como la crisis económica, la intensificación del conflicto armado y los problemas fiscales del Estado.

La acción pública en los campos de la regulación, el control y la política sectorial ha contribuido a agravar esas dificultades por la tardanza en la toma de decisiones fundamentales, el deficiente funcionamiento del régimen de subsidios, errores regulatorios que no se han enmendado y por el incumplimiento de las entidades oficiales con el pago de los servicios públicos.

Aunque a tasas inferiores a las registradas en los años anteriores a la reformas, el índice de precios de los servicios públicos ha crecido por encima de la inflación a causa, principalmente, del desmonte de los subsidios ordenado por la ley. Sin embargo, más que del aumento de las tarifas, el crecimiento de la participación de los servicios públicos en el gasto de las familias se deriva del deterioro de la capacidad de pago de la población causado por la crisis económica y el alto desempleo.

De acuerdo con la anterior interpretación de la crisis del sector, las propuestas de solución deberán estar orientadas por los siguientes criterios:

Mantener el modelo en sus principios, instrumentos e instituciones fundamentales introduciendo los ajustes parciales que sean necesarios para mejorar su funcionamiento.

Tomar, dentro de las restricciones actuales de la acción pública, las medidas de política y administrativas que, al mismo tiempo, ayuden a mitigar el impacto de la crisis económica y el conflicto armado sobre la situación financiera de las empresas y a solventar la demanda de servicios públicos de la población más golpeada por esas mismas circunstancias.

Hacer que la regulación adapte sus criterios, objetivos y exigencias conforme a la situación de crisis económica y conflicto armado agudo que vive el País y siempre en desarrollo de la política general que defina el Gobierno Nacional.

En diversos documentos tanto oficiales y gremiales se ha mostrado que el modelo actual de los servicios públicos tiene a su haber logros importantes que ameritan plenamente su preservación. Es innecesario volver sobre esto. Por ello el resto de este documento se consagra al análisis de los problemas y a la formulación sumaria de las propuestas de solución que se derivan de los

criterios enunciados.

AJUSTES Y REFORMAS

En el apartado anterior a propósito de los diferentes problemas identificados se señalaron elementos de solución. Es conveniente en esta parte hacer una presentación sumaria de algunas propuestas de ajuste o reforma, indicando la naturaleza de las mismas. La consideración general que anima estas propuestas parte del reconocimiento de que en lo fundamental el modelo de los servicios públicos ha funcionado adecuadamente y que los principales problemas que hoy presenta están explicados por la crisis económica y la situación de orden público y violencia. Esto significa entender que las dificultades financieras no pueden tener una solución tajante e inmediata, desde el punto de vista de las empresas; que el sector y los usuarios requieren el soporte financiero del presupuesto público en diferentes niveles y, finalmente, que la regulación y el control deben reconocer las complejas circunstancias en las que las empresas están desarrollando su actividad.

Las propuestas puntuales que a continuación se enumeran pueden agruparse en tres categorías, a saber: i) las que suponen ajustes el marco general de los servicios; ii) las que se refieren a las regulaciones particulares de cada uno de ellos y iii) las que no afectan ni el primero ni los segundos y dependen simplemente de decisiones políticas o administrativas.

Ajustes al marco general de los servicios

Son necesarios cambios legales para los siguientes puntos:

Prolongar por 5 años más las exenciones tributarias al sector de los servicios públicos e introducir en la reforma tributaria territorial disposiciones que impidan que las autoridades locales impongan tributos específicos a la actividad de las empresas.

Reformar la Superintendencia en lo referente el régimen de toma de empresas, la vigilancia en tiempos real del mercado eléctrico y a su tecnificación y profesionalización.

Introducir en la ley reformativa de la ley 60 disposiciones que garanticen que los recursos de transferencias lleguen al sector de agua potable y saneamiento y que puedan ser utilizados para cubrir subsidios a los estratos bajos.

Eliminar las contribuciones en telefonía básica y sustituirlas por una contribución a toda las actividades de telecomunicaciones. Permitir que los recursos del Fondo de Telecomunicaciones puedan destinarse al pago de subsidios.

Crear con recursos del Plan Colombia un fondo para atender el pago de los servicios públicos de las personas desplazadas.

Otorgar una exención parcial y temporal de las contribuciones y tasas ambientales que pesan sobre los servicios públicos.

Ajustes que implican cambios regulatorios específicos

En los próximos meses termina la vigencia de las fórmulas tarifarias de

distribución y comercialización de electricidad, agua y saneamiento y distribución de gas natural. Las Comisiones están en el proceso de definir las fórmulas tarifarias para un nuevo período regulatorio de 5 años. El gobierno nacional debe definir las políticas que deben tener en cuenta en cada sector las Comisiones de Regulación en el proceso de definir las formulas tarifarias para que éstas tengan en cuenta los problemas que enfrentan las empresas y que impiden alcanzar estándares ideales de eficiencia y calidad. Entre otros podrían hacerse los siguientes ajustes:

Los niveles reconocidos de pérdidas deben ser mayores tanto en electricidad como en agua y debe ampliarse el plazo de ajuste al nivel óptimo.

Durante los tres primeros años de vigencia de las fórmulas tarifarias no deben incluirse ajustes por productividad.

Debe reducirse a la mitad la compensación que las empresas de distribución eléctrica hacen a los usuarios por incumplimiento de los valores DES y FES. En telefonía básica debe reducirse el impacto del factor Q sobre la tarifa. Debe posponerse durante tres años la adopción de un reglamento de calidad penalidad en el sector de agua potable y saneamiento básico.

Debe posponerse la introducción de la competencia en comercialización de gas natural y en el sector de agua potable y saneamiento básico; examinar a fondo las consecuencias que de ella se derivan en estos sectores y observar los desarrollos que puedan darse en otros países.

Debe reducirse tanto en electricidad como en agua el consumo básico subsidiable y reducir en 5 puntos subsidio otorgado al estrato 3.

Debe modificarse la resolución CREG 34 de 2001 y buscar una norma más equilibrada con la que, manteniendo la intervención de las ofertas, se reconozcan los costos reales de las empresas y se elimine el castigo que representa la forma establecida de calcular la reconciliación negativa.

Deben fijarse tasas de descuento en niveles similares a los que el Estado mismo reconoce en la valoración de sus activos y en sus operaciones de endeudamiento externo y que incluyan las primas asociadas a los riesgos de los negocios y al riesgo del país. Puede pensarse, para evitar una incidencia tarifaria muy acentuada, en un ajuste gradual que se inicie de inmediato a los niveles tarifarios.

Revisar el funcionamiento de la bolsa de energía eléctrica e introducir los cambios que sean necesarios en aspectos como el formato de ofertas, diferenciación de los productos transados y la creación de mercados anticipados de corto plazo.

Ajustes que dependen de decisiones políticas o administrativas

Hay medidas que pueden tomarse inmediatamente pues dependen de decisiones políticas y administrativas, entre otras, las siguientes:

Modificar los conceptos de la DIAN que están generando cuantiosas

	<p>contingencias a las empresas del sector que de llegar a materializarse pondrían en peligro la supervivencia de muchas de ellas.</p> <p>Crear en la banca estatal de segundo piso líneas de crédito para suplir necesidades transitorias de capital de trabajo y de financiación de mantenimientos urgentes en las empresas intervenidas por la Superintendencia.</p> <p>Adelantar, por parte de la Procuraduría y la Contraloría, acciones preventivas y punitivas que induzcan a los administradores de las entidades oficiales a presupuestar y pagar los servicios públicos como lo ordena la ley.</p> <p>Apropiar recursos mediante adición presupuestal para financiar a las entidades oficiales para que se pongan al día con las empresas de servicios públicos.</p> <p>Culminar el proceso de capitalización de las electrificadoras del interior y definir la situación de las empresas intervenidas.</p> <p>Adelantar, por la Procuraduría las acciones disciplinarias para que alcaldes y gobernadores cumplan con sus funciones de apoyo, promoción y reconocimiento de los “Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos” definidas en la Ley 142 de 1994, el Decreto 1455 de 1995 y en la Ley 234 de 2000.</p> <p>Desarrollar con la participación de las empresas, los gremios, la Superintendencia, los ministerios y con el apoyo de la Federación Colombiana de Municipios un programa de capacitación orientado a los alcaldes en los aspectos legales, técnicos y económicos de los servicios públicos.</p> <p>Desarrollar con la participación de las empresas, los gremios, la Superintendencia y los ministerios del sector un vasto programa de educación al usuario en el conocimiento de sus derechos y deberes con relación a los servicios, los costos de éstos y las formas de usarlos racionalmente.</p> <p>Acelerar las inversiones para la explotación comercial del gas Cusiana para garantizar el abastecimiento de la demanda en el mediano plazo.</p> <p>Definir una política precios de los derivados del petróleo que refleje sus costos relativos, económicos y ambientales, para impulsar así el consumo del gas natural en actividades que hoy usan combustibles altamente contaminantes y subsidiados por el Estado.</p> <p>Eliminar los subsidios en los energéticos sustitutos del gas natural pues con ellos se está impidiendo la masificación en la industria lo que es antieconómico e inconveniente desde el punto de vista ambiental.</p> <p>Abrir a la competencia efectiva la comercialización del gas entregando la comercialización del gas de propiedad de ECOPETROL a nuevos agentes. (Documento 58)</p>
Comisión de	Cúcuta es uno de los ejemplos en Colombia de las ciudades que están en alerta por la escasez de suministro de gas, pues para el 2001 ECOPETROL informó

<p>Regulación de Energía y Gas. <u>Alternativas para suministro de gas combustible a la ciudad de Cúcuta.</u> Colombia, Febrero 2002.</p> <p><i>Fuente:</i> www.creg.gov.co</p>	<p>que con la tendencia de los consumos que se estaba presentando, el agotamiento total de la fuente sería en un periodo de tiempo de 1 a 2.5 años. Es por esto, que la CREG realizó un estudio en Febrero de 2002 denominado “<i>Alternativas para suministro de gas combustible a la ciudad de Cúcuta</i>” con el objetivo de determinar la alternativa energética económicamente más eficiente para asegurar el suministro confiable de gas combustible a la ciudad en el corto y largo plazo.</p> <p>El análisis fue basado en modelos de equilibrio general de mercado con consideraciones de política económica y energética nacional, políticas de precios de energéticos y de normatividad especial (Ley de servicios públicos, ley eléctrica y ley de fronteras). La metodología fue considerar 5 rutas alternativas para la construcción de los gasoductos (tres de ellas iniciaban en Ayacucho y las otras dos desde Bucaramanga), además se tomaba otra alternativa que era importar desde Venezuela.</p> <p>El estudio recomendó que la ruta más económica consiste en la prolongación de la estación del oleoducto Zulia, es decir, la línea se construye utilizando el derecho de vía del actual oleoducto Zulia (Ayacucho). (Documento 59)</p>
<p>Asociación Colombiana de Gas Natural. NATURGAS <u>Gas Natural en Colombia “Una Revolución Social” – Lineamientos de Política-</u> Colombia, Julio 2004.</p> <p><i>Fuente:</i> www.Natur-ga.com.co</p>	<p>De acuerdo con los resultados alcanzados en los últimos diez años, se considera que el plan de uso masivo de gas natural en Colombia ha sido una verdadera “revolución social”. En la primera parte del presente documento se ilustra el impacto del gas natural en la economía nacional, destacando los niveles de cobertura, la inversión efectuada y la generación de empleo. En la segunda parte se señalan los lineamientos de política de corto y largo plazo que deben decidirse para consolidar.</p> <p>Para garantizar un mayor beneficio social, con tarifas estables para los usuarios, se recomienda:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cambiar por parte de la CREG, el indexador del precio del gas natural en boca de pozo. En la actualidad el precio de referencia no permite la cobertura ante fluctuaciones de dicho precio. Se solicita, por ejemplo, utilizar el Fuel que se transa en el ámbito internacional. - Reflexionar sobre las iniciativas de reforma a la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Se considera que las propuestas formuladas en diciembre de 2003, por el grupo de trabajo creado por el grupo de trabajo creado por el Sector Minero. En especial, resulta muy oportuno reorganizar el proceso de la toma de decisiones regulatorias. - Impulsar la construcción de plantas térmicas de generación de energía eléctrica que utilicen como combustible el gas natural. - Atraer un mayor flujo de inversión extranjera utilizando las negociaciones de tratado de libre comercio (TLC) con Estudios Unidos. <p>(Documento 60)</p>
<p>Sandoval, Ana María. <u>Monografía del electricista</u></p>	<p>Durante los últimos años, el sector de Energía y Gas ha venido ganando cada vez más importancia tanto a nivel nacional como internacional. En Colombia, la creciente conciencia de la necesidad por contar con una matriz energética eficiente ha motivado diversas reformas estructurales y regulatorias, que se han reflejado en el desarrollo de programas y planes nacionales para la</p>

<p><u>d y gas</u> <u>Colom-</u> <u>biano:</u> <u>Condicio-</u> <u>nes</u> <u>actuales y</u> <u>retos</u> <u>futuros -.</u> Archivos de Economía. Colombia, Noviembre, 2004.</p> <p><i>Fuente:</i> <i>Biblioteca</i> <i>del</i> <i>Departa-</i> <i>mento</i> <i>Nacional</i> <i>de</i> <i>Planeación</i></p>	<p>racionalización del uso de energía eléctrica y la masificación del uso del gas.</p> <p>Este proceso de transformación y expansión del sector, que adquirió real dinamismo y profundización a principios de la década de 1990 con las reformas introducidas por la Constitución de 1991, ha conducido a diversos avances en materia de estructura normativa y regulatoria, así como en infraestructura de transporte y distribución, y ha dado lugar al desarrollo de unos sectores más dinámicos y eficientes, en donde la participación privada es cada vez más fuerte. En este sentido, ha permitido dar los primeros pasos hacia la consolidación de un sector realmente competitivo, con un claro potencial para expandir sus operaciones a la totalidad de la población nacional e incursionar en mercados externos.</p> <p>Hoy en día, uno de los objetivos centrales de la política sectorial, tanto a nivel nacional como regional, consiste en el desarrollo de una interconexión energética entre Colombia y sus países vecinos. En particular, el establecimiento de intercambios comerciales constantes de energía eléctrica y Gas entre los países de la zona es un proceso que ya ha dado los primeros pasos y adquiere cada vez más dinamismo y atención, tanto por parte de los gobiernos como de los agentes privados involucrados en el sector. Sin embargo, a pesar del interés por llevar a cabo la interconexión energética internacional, evidente en los diversos avances en materia regulatoria y operativa que se han realizado en este sentido, existen aun diversas trabas al comercio, las cuales dificultan la integración y limitan los beneficios potenciales que esta podría generar para los países involucrados.</p> <p>A lo largo de este documento se busca realizar un recuento global de la evolución del sector de Energía y Gas en Colombia durante las últimas décadas, describir su situación actual y plantear los retos y oportunidades que enfrenta en el futuro. Para ello, se analizará la evolución estructural y operativa de los subsectores de Energía y Gas en Colombia, haciendo énfasis en las diferentes etapas de la historia de planeación y regulación y su impacto sobre el desarrollo de las diferentes actividades económicas involucradas. Así mismo, se examinará la situación actual de integración sectorial a nivel regional, identificando las fortalezas y beneficios potenciales, así como los puntos débiles, sobre los . Consultora de la Dirección de Estudios Económicos del Departamento nacional de Planeación. cuales aún debe trabajarse para lograr una real y eficiente integración. Por último, se plantean algunas estrategias, tanto de corte político y normativo como operativo, que podrían conducir a la consolidación de un sector de Energía y Gas cada vez más competitivo, con capacidad para expandir sus operaciones a nivel nacional e internacional de manera eficiente, equitativa y sostenible.</p> <p><i>(Documento 61)</i></p>
---	---

7. PARTICIPACIÓN CIUDADANA

FECHA	CONTENIDO DE INTERES
<p>Mesa de Trabajo realizada el 1 de septiembre de 2005</p>	<p>MESA DE TRABAJO: “MARCO REGULATORIO GENERAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GASEOSOS” Oficina de Asistencia Técnica Legislativa Comisión Quinta H. Cámara de Representantes Jueves, 1 de septiembre de 2005, 2:00 p.m. a 5:30 p.m. Bogotá</p> <p>MODERADORES : Catalina Góngora RELADORES: Luisa Fernanda Díaz y Juan Gonzalo Castaño.</p> <p>Metodología: La introducción fue una breve presentación de la Oficina de Asistencia Técnica Legislativa y una explicación del objetivo del estudio de antecedentes. Posteriormente se decidió junto con los actores invitados en la Mesa de Trabajo realizar una sola mesa de trabajo. Una vez instalada, se presentaron los objetivos y temas a tratar, y así se dio inicio al debate. La dinámica se basó en permitir que cada invitado presentara su ponencia sobre cada uno de los tópicos. Una vez comprendidos todos los temas se realizó una conclusión final y global, junto a las respectivas recomendaciones que se obtuvieron.</p> <p>Participantes: la Contraloría delegada para el sector de minas, la Dirección Nacional de Planeación, el Ministerio del Medio Ambiente, La USO, ACIPET, FUNTRAENERGÉTICA, La Asociación Colombiana de Petróleo, la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos, la Asociación Colombiana de Geólogos y La Universidad Nacional de Colombia.</p> <p>Tema 1: Diagnóstico del sector:</p> <p>MINISTERIO DE DESARROLLO, VIVIENDA Y MEDIO AMBIENTE. Marcela Bonilla Madriñan. Los principales puntos a desarrollar en el diagnóstico son:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desarrollo sostenible del sector 2. Licencias 3. Necesidad en Materia de Ley Marco “Evaluación de estrategias y programas de los planes”. <p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Juan Fernando Martínez J. Estos son los comentarios principales:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En la normatividad del subsector de gas se debe trabajar en los cambios de las diferentes etapas de la cadena. 2. El Ministerio no está preparado respecto a los requerimientos del protocolo de Kyoto. 3. Colombia no está preparada para los cambios normativos en hidrocarburos y gas que están presentando a nivel mundial. 4. Existen proyectos importantes en energía renovable.

FORO NACIONAL DE REGULACIÓN, Luis Alejandro Pardo.

1. No se requiere una ley marco de hidrocarburos. La regulación del gas se asemeja al manejo del sector eléctrico.
2. En materia de gas, como en la electricidad, el tema de ECOGAS y del sector transporte es el más importante.
3. En materia de hidrocarburos, lo más importante más allá del desabastecimiento es el aseguramiento del aprovisionamiento, independiente si la fuente es propia o externa, por tal razón es importante la interconexión con otros países.

ACP, Doctor Alejandro Martínez:

1. Como necesidad, se requeriría legislación en algunos aspectos puntuales.
2. No se requiere una ley marco de hidrocarburos. Inconveniente, por un mensaje equivocado en momentos en que se reactiva los indicadores de exploración.
3. Menciona como ejemplo el trámite tortuoso de la Ley de Regalías en el Congreso desde 1999 hasta 2002. Así mismo menciona el cambio en régimen de contratación con la transición de la contratación de ECOPETROL al modelo de licenciamiento con la ANH de acuerdo con el decreto 1760 de 2003, cuya implementación se inició a mediados el 2004, por lo cual considera prematuro hablar de un nuevo proyecto de ley marco de hidrocarburos
4. En el Down Stream, no se requiere legislación adicional, y la ley marco se considera inconveniente: por la vía reglamentaria se ha pasado de un modelo regulatorio de completa y total intervención por parte del MMYE en la definición de factores de mercado a un modelo que se acerca hacia un papel más moderno del estado de vigilante de unos actores que se mueven basados en unas reglas del Juego.
5. Ya existen reglas para almacenamiento, para el transporte en materia de tarifas, está en trámite un decreto sobre requisitos de los agentes, se está estudiando un reglamento para el transporte.
6. Propuesta y expectativa: Realizar un estudio sobre el estado del sector para la agenda interna de competitividad y el control político del Congreso.
7. En cuanto a derecho comparado, la ACP recomienda los siguientes criterios de selección:
 - a. Tener en cuenta con quién nos queremos comparar y en que temas.
 - b. En el Up Stream, el criterio fundamental de carácter económico para el ejercicio de derecho comparado debe ser el de aquellos países que han tenido éxito en robustecer su sector petrolero,
 - c. Un segundo criterio debe ser los regímenes de contratación: Licenciamiento (Gran Bretaña, Noruega, ANH en Colombia), Contrato de Asociación (Perú, Egipto, ECOPETROL) .

Contraloría Delegada para el Sector de Minas y Energía, Doctor Aureliano Serna:

1. Estudio sobre Autosuficiencia presentado en el año 2002 por la CGR.
2. Definición del tema de Autosuficiencia en función de la relación oferta de hidrocarburos y la demanda, entendida esta como la carga a Refinerías o capacidad instalada de refinación, no como demanda de combustibles, (3 escenarios):
 - Autosuficiencia ECOPETROL: Crudo de propiedad de ECOPETROL, (Esta autosuficiencia se perdió entre los años 2001-2002).
 - Autosuficiencia Nación: Crudo de propiedad de ECOPETROL más crudo de regalías. (Esta autosuficiencia se perdería en el año 2007)
 - Autosuficiencia País: Crudo producido en el territorio nacional (La autosuficiencia desaparecería en el año 2011, e implica la compra del crudo de propietarios privados a precios internacionales. La ventaja estratégica es la ubicación del crudo en el territorio nacional).
3. Cumplimiento de metas consignadas en el Plan Nacional de Desarrollo.

Se cumplen los indicadores de exploración (contratos, sísmica, perforación, etc) excepto la más importante que es la incorporación de reservas.

4. Con relación a una ley marco de hidrocarburos, no existe consenso sobre su necesidad y su eventual alcance, si considera la CGN que se deben presentar algunas iniciativas puntuales de carácter legislativo.

CREG, Doctor Ricardo Ramírez Carrero.

1. El marco legislativo con relación al gas domiciliario está completo, como lo demuestra la evolución y desempeño del sector de los últimos 10 años: Ley 142 de 1994, Ley 401 de 1997, Ley 812 de 2003 para la exportación, y la evolución de la Ley de Regalías desde la 141/94 hasta la Ley 756 de 2003.
2. Se requiere una iniciativa paramentalaria para la creación de una Comisión de Regulación de Precios para Derivados. Existen dos iniciativas legislativas en este sentido: Colmenares en el año 2000, y Villamizar en el año 2004.
3. Se recomienda evaluar si el MMYE requiere de fortalecimiento de tipo técnico y presupuestal sumado a estabilidad en las reglas del juego, lo cual se puede lograr a través de la Comisión de Regulación de Precios para Hidrocarburos y Derivados, teniendo cuidado de las señales de inestabilidad que pueda generar para los diferentes actores.

Sociedad Colombiana de Geología y Asociación de Geólogos Colombianos, Doctor Juan Fernando Martínez.

	<ol style="list-style-type: none"> 1. En el Up Stream no ha habido política de estado sino más bien políticas de gobierno: <ol style="list-style-type: none"> a. El cambio de rol de ECOPETROL de explorador a acompañante de socios dedicada a labores de contratación en la década de los noventa, manifestado en las constantes modificaciones al contrato de asociación en beneficio de los particulares. b. El contrato de asociación que era uno de los elementos de la política petrolera se convirtió en la política misma. 2. El tema de autosuficiencia aparece en el año 2000 y se encuentra extensamente diagnosticado por diferentes entidades, entre las que se encuentran la CGN y el mismo ECOPETROL. 3. PROPUESTA: Con el Representante a la Cámara Pedro Arenas, se prepara la Presentación de un Proyecto de Ley modificando el Decreto 1760/2003 con base en los siguientes aspectos: <ol style="list-style-type: none"> c. Según varios estudios ECOPETROL en el corto tiempo no es viable. Se requiere dotarla de autonomía en el manejo de los ingresos petroleros hoy para que pueda tener un rol de competidor frente a los Inversionista Privados, para acceder a áreas para explorar y producir como un Operador cualquiera. d. Se propone recomponer o democratizar la composición de la Junta Directiva, para dar una mayor participación de los diferentes sectores. e. Teniendo en cuenta que el petróleo es un recurso estratégico, de interés nacional y gran impacto en las finanzas de la nación la Junta Directiva de ECOPETROL tendrá las facultades para acometer los proyectos que se requieran con miras a evitar el desabastecimiento proyectado para los próximos años. f. Los ingresos derivados del sector, en un alto porcentaje deben ser reinvertidos en las actividades propias del negocio. 4. Los indicadores exploratorios aparentemente se han cumplido sin embargo las metas impuestas no son suficientes: Mientras el país requiere 100.000 kilómetros cuadrados de sísmica, la meta es 2.000 y si se realizan 2.500, el cumplimiento sería superior al 100%. No aparece el indicador más importante: el barril de petróleo. El incremento de las reservas se debe a estudios de revaluación de las mismas, más que al descubrimiento de nuevos volúmenes. 5. El gobierno nacional manifiesta que ya realizó todos los cambios necesarios para la reactivación del sector, sin embargo no se ven señales de la inminente llegada de grandes empresas a invertir en el sector. 6. El tema del desabastecimiento de hidrocarburos del país debe estar en cabeza del estado. 7. La discusión se ha orientado hacia la definición si el país es atractivo en cuanto a volúmenes de hidrocarburos a encontrar y esta es una función que debe estar en cabeza de ECOPETROL y la ANH. 8. Derecho comparado: Es complejo establecer los parámetros de
--	--

comparación. Si existiera una política de estado y se tuviera claro que hacer con el petróleo y los ingresos que de él se derivan podríamos hacer nuestra propia legislación.

ACIPET, Doctor William Hernando Flórez:

1. Iniciativa legislativa conjunta con el MMYE relacionada con el ejercicio profesional del ingeniero de petróleos: regulación de la incursión de profesionales y técnicos extranjeros en las áreas de trabajo en Colombia.
2. Faltan reglas claras en lo concerniente a la Transferencia de Tecnología, cláusula incluida en los contratos de Asociación y son pocos los beneficiados. Igual situación se presenta con el Fondo de Becas del MMYE.

Subdirección de Minas y Energía de DNP, Doctor César Vivas

1. Negocio de Capital intensivo y alto riesgo, muy sensible a cualquier cambio, en especial en lo relacionado con la normatividad. Se corre el riesgo que de que un cambio en la ley genere un efecto contrario al buscado con la iniciativa.
2. DNP adelanta el Plan Visión Colombia 20-19, concertado con el MMYE y ECOPETROL, visión y metas del sector. En este documento se recoge el sentir del sector como estado hacia el futuro. Pendiente de publicación.
3. A partir del Decreto de 1760 de 2003, se dio a la ANH de la administración del recurso petrolero nacional, se cambió el Contrato de Asociación por la Concesión moderna.
La ANH ha mostrado resultados en el indicador de firma de contratos sin embargo es necesario esperar los plazos exigidos por este tipo de negocio para evaluar y obtener los resultados.
4. A la hora de mirar la competitividad del contrato, es necesario revisar este aspecto en relación con el país y el tamaño de los descubrimientos, su potencial de hidrocarburos: Colombia, país petrolero?. Según DNP, la tendencia de los descubrimientos muestra que los yacimientos grandes son los primeros que se encuentran, con la maduración de estos, posteriormente se encuentran campos pequeños.

USO, Doctor Héctor Baca:

1. En Colombia no ha existido una política de estado para los hidrocarburos. Se presentan cambios coyunturales a partir de las consideraciones particulares de cada gobierno sobre el tema.
2. Lo anterior ha sido la causa primordial de la situación actual: Con la bonanza petrolera de los años noventa y la constitución del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP en 1995, se plantea la apertura del sector para que las inversiones las acometa un inversionista privado y el estado se debe limitar a tomar los recursos provenientes de la bonanza y ahorrarlos para evitar que se de el fenómeno de “La enfermedad holandesa”.
3. A partir del FAEP, se comete el error por parte de ECOPETROL, que

	<p>comienza a hacer unos ahorros que quedaron congelados a pesar de la crisis ante el desabastecimiento interno de hidrocarburos, dejando la iniciativa para la búsqueda de hidrocarburos casi exclusivamente en manos de las multinacionales privados el sector y el estado limita su rol a mero regulador para atraer inversión extranjera, dejando de lado su papel en el desarrollo de este sector estratégico.</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. No se le permite a ECOPETROL, por limitaciones establecidas en la Ley del FAEP, a pesar de la crisis, utilizar en más 1.100 millones de dólares del FAEP, ni se establece una política de choque, aunque desde 5 años atrás ya se preveía el riesgo del desabastecimiento de hidrocarburos en el país. 5. En lugar del estado, a través de ECOPETROL, jugar un papel más fuerte en el sector de hidrocarburos, se han establecido pautas para debilitar dicho papel en el negocio: con el decreto 1760 de 2003, se cambia el rol de ECOPETROL con el argumento de que no puede ser Juez y Parte, lo cual se contradice con la conformación de los miembros de la Junta directiva de la Empresa, que la realiza el Presidente de la República. A partir de ese momento, ECOPETROL se convierte en sociedad por acciones, que debe competir como una empresa más, pues la política la genera la ANH. 6. Revisados los argumentos del decreto 1760, se descubre que ECOPETROL no era un competidor con ventajas, sino un mero apalancador para que las multinacionales jugaran en el contexto del negocio petrolero nacional. 7. No se puede dejar un sector estratégico solo en manos de las multinacionales. 8. La legislación colombiana petrolera debe ser ajustada dando un papel primordial a ECOPETROL, por varios aspectos: <ol style="list-style-type: none"> a. Estratégico: Definición de la política del Gobierno desde ECOPETROL para no depender exclusivamente de las multinacionales. Papel dinámico en la búsqueda de alternativas energéticas: ECOPETROL, empresa energética. b. Siendo ECOPETROL una de las principales fuentes de ingreso del Estado, hoy se le este quitando ese papel. 9. El tema de los combustibles y los refinados para ECOPETROL representan cerca del 60% de los ingresos, sin embargo, la refinerías de ECOPETROL se encuentran fuera de especificaciones y con atraso tecnológico de cara al compromiso en materia de calidad de los combustibles y refinados de carácter nacional e internacional y las exigencias para el cumplimiento en materia de emisiones del Protocolo de Kyoto, por el contenido de azufre en los combustibles. 10. Del Plan Maestro de Cartagena se viene hablando desde hace 10 años por la importancia y conveniencia de la generación de un Cluster Petroquímico en la costa Caribe: ya se había definido su realización de manera directa por su importancia estratégica, y las divisas que generaría para el país, sin embargo, ante la ausencia de un marco regulador general, se cambia totalmente la política y posteriormente se habla de la necesidad de incluir capital privado, hoy resulta que ECOPETROL no lo puede hacer, a pesar de que tiene los recursos para ello. Esta decisión conlleva el atraso de un posible desarrollo petroquímico, en momento en que este sector importa el 90% de los insumos.
--	--

FUNTRAENERGETICA, Doctor Roberto Ramírez.

1. Destaca la importancia de la reversión de los campos petroleros a la Nación frente a la prolongación de los contratos de asociación, poniendo como ejemplo el caso Castilla Chichimene explotados por la empresa Chevron durante 26 años: La producción en ese tiempo alcanzó los 15.000 barriles diarios. Hoy ECOPETROL ya ha alcanzado una producción de 40.000 barriles diarios y el plan es alcanzar los 60.000 barriles por día. Gracias a este campo, ECOPETROL-Apiay tiene la mayor producción directa.
2. La prórroga del contrato Caño Limón hasta su agotamiento, estimado en el año 2027, le implica una pérdida al país de 3.000 a 5.000 millones de dólares aproximadamente. En el caso Castilla Chichimene para pasar de 60.000 a 100.000 barriles diarios se tiene que privatizar el campo.

Tema 2: Derecho comparado, aspectos colaterales de otros sectores que tienen que ver con el tema de hidrocarburos y recomendaciones relacionadas con la legislación actual.

USO, Doctor Héctor Baca

1. La gran mayoría de países tenedores o no de hidrocarburos poseen leyes marco de hidrocarburos, las cuales se constituyen en la carta de navegación del sector para el desarrollo de las políticas. Incluso Estados Unidos han definido reservas estratégicas que son propias y que el mismo gobierno las controla.
2. Los cambios se han orientados a atraer inversión extranjera, mejorando las condiciones para su atracción. Sin embargo se aleja del contexto, pues el Gobierno basa su política en entregar las reservas propias y comprar reservas en el exterior, como el anuncio del Presidente de ECOPETROL de compra de reservas en Ecuador, cuando se pueden desarrollar las reservas propias en campos directos, a un costo más bajo. Esto muestra la importancia de un marco legal regulatorio.
3. En cuanto a cambios en la legislación, cita como Venezuela da prioridad a que el recurso natural no renovable, si es consumido, le deje algo de la renta petrolera al país. Para atraer inversión con éxito sería suficiente con solicitar a los inversionistas que extraigan el petróleo y dejen solo los impuestos. La pregunta es qué le va quedar al país de la extracción del recurso? Los pasivos ambientales?.
4. El tema ambiental, adicional a la legislación del Ministerio de Medio Ambiente, debe estar contenido en un capítulo aparte de una ley marco de hidrocarburos.

ACP, Alejandro Martínez:

1. El país tiene una legislación bastante completa, desde el año de 1969, con la Ley 20, que estableció que ECOPETROL administraría el recurso

petrolero nacional a título de aporte y que lo haría directamente y con terceros, y en los últimos dos gobiernos se ha sido bastante consistente en los lineamientos que debe tener como marco institucional para el manejo del recurso hidrocarburífero, el principio. Ha habido una inestabilidad porque se han firmado otras políticas por encima de la hidrocarburos lo cual no se evitaría con una Ley Marco.

2. La preocupación por la estabilidad de las reglas del juego es válida.
3. Después de los cambios presentados en el año de 1989, donde el país endurece su posición por los descubrimientos realizados producto de la Ley 20/69 y el decreto legislativo 2310/74, el país pierde competitividad y la prospectividad se vino abajo.
4. En 1991 se crea el impuesto de guerra, posteriormente se eleva el impuesto de renta del 30% al 35%, de manera temporal, aunque posteriormente quedó permante, luego se crea una sobretasa del 37.5%...: Políticas puramente fiscales condujeron a un marchitamiento de la actividad.
5. Una vez el país advierte que se pierde la autosuficiencia, se decide mejorar la competitividad para atraer capital privado y se generan incentivos por parte del Gobierno y el Congreso, dando un mensaje positivo, como es el caso de la modificación de la Ley de Regalías, recursos que están dirigidos a las regiones.
6. Se requiere fortalecer a ECOPETROL y ganar en autonomía. El problema de ECOPETROL es presupuestal y de contratación. ECOPETROL debe internacionalizarse como lo hizo ISA, sin embargo esto no requiere de una legislación marco.
7. El país volvió a ser competitivo a nivel internacional, la recomendación es mantener estas políticas hasta que se consoliden.
8. La sísmica en el país se ha reactivado con la inversión del Estado, cerca de 10.000 kilómetros cuadrados para el 2005. Quién hace la inversión? El estado, que es a quién corresponde, pues el sector privado no invierte en calentamiento de áreas.
9. En materia ambiental, no se necesita una legislación específica para el sector petrolero, se requieren instrumentos de gestión ambiental como términos de referencia, guías ambientales, vertimientos, manejos de residuo peligrosos, etc.
10. Se requieren acciones legislativas para el control del hurto de hidrocarburos, la eliminación de las exenciones tributarios para combustibles en zonas de frontera (esto motiva el contrabando), armonización tributaria entre los impuestos de entidades del orden nacional, departamental y municipal.
11. La ley de estabilidad fiscal está funcionando.

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, Marcela Bonilla.

1. Propuesta metodológica para la aplicación de la evaluación estratégica ambiental en Colombia, documento DNP.
2. La idea de la evaluación estratégica ambiental busca tomar la mejor

decisión posible ante la expedición de una política, un plan o un programa que es donde existe el vacío de la parte ambiental frente de un sector como el petrolero, altamente regulado desde el tema del licenciamiento, sin embargo hace falta una herramienta de evaluación ambiental que a un nivel más estratégico incorpore los valores ambientales de la sociedad desde la toma de decisiones estratégicas.

3. La idea es buscar como las normas y programas que se planteen para explorar y explotar los hidrocarburos en el país se hagan de manera más sostenible con el medio ambiente para que el tema de la sostenibilidad ambiental deje de ser un slogan y se concrete en la práctica.
4. En la ley 143 de 1994, o ley eléctrica, existe un esquema similar a algo que el Minambiente aspiraría a aplicar ahora que la ANH tiene a su cargo la formulación de programas de mediano y largo plazo, para la administración del recurso petrolero del país, y es que se tenga la obligación de incorporar en dichos planes y programas el tema ambiental desde esos niveles altos de decisión, y que a lo largo de la toma de la decisión se integren las opiniones relacionadas con medio ambiente, buscando mejorarla con juicios de expertos e información valiosa. En este sentido, el Minambiente y la ANH vienen adelantando el plan para exploración costa afuera de los mares colombianos, buscando la viabilización de los proyectos.

CONTRALORIA, Aureliano Serna.

1. La CGR ha trabajado documentos de políticas en los sectores de gas y refinación:
 - a. Gas:

Se ha demostrado la viabilidad financiera de ECOGAS, dejando en el tapete que su privatización o vinculación de inversión privada obedece a otro tipo de decisiones que no están relacionadas con su viabilidad. El problema de su viabilidad se debería a la deuda de ECOGAS con ECOPETROL, que se puede resolver internamente, sobre todo si se tiene en cuenta que en el evento de vinculación de inversión privada esta deuda podría ser condonada. En el ámbito internacional la tendencia apunta a que el gas se convierta en el energético más importante. Las señales que se perciben con relación a ECOGAS parecen ir en contra vía de esa tendencia.

- b. Petroquímica y refinación:

La tendencia del vecindario de tenedores y no tenedores de hidrocarburos es fortalecerse en el tema de la refinación, de hecho varios de nuestros vecinos como Brasil y Venezuela están interesados en invertir en el Plan Maestro de la Refinería de Cartagena. La CGR viene realizando algunos análisis todavía en borrador, que muestran que tenemos los recursos para acometer el proyecto de la Refinería de Cartagena. El problema es de espacio fiscal, razón por la cual se requiere de imaginación para definir mecanismos creativos de financiación de este proyecto.

Tema 3: Recomendaciones finales:

Universidad Nacional, Doctor Carlos Alberto Vargas.

1. La estabilidad legislativa de una ley marco de hidrocarburos es compleja por la dinámica misma del sector, lo que hace muy difícil dictar normas para 20 o 30 años, sin embargo si es viable el ajuste de legislación sobre el tema, en dos aspectos de interés de la Academia y las Asociaciones Profesionales.
 - a. Se debe precisar sobre la Transferencia Tecnológica de manera que empalme con las Universidades sin burocratización.
 - b. Participación e involucramiento de las Universidades en las investigaciones del Instituto Colombiano del Petróleo, ICP.
2. Reestructuración de las juntas directivas de las entidades como ECOPETROL y la ANH de manera que se involucre al estamento académico, al igual que en los temas relacionados con el medio ambiente y el Minambiente.

USO, Doctor Héctor Baca,

1. Teniendo en cuenta que la política petrolera subyace bajo la política fiscal, se debe generar una norma marco de la misma jerarquía de las normas fiscales que reglamente el sector y evite esta supeditación.
2. Se debe incluir en una ley marco de hidrocarburos la creación de una reserva estratégica de la Nación.
3. Se requiere ampliar el debate contando con la participación de todos los actores.

MINAMBIENTE, Doctor Efraín Peña.

1. Se debe continuar y ampliar el debate y las reuniones.
2. No se necesitan más leyes, es mejor adelantar un proceso de revisión de la normatividad actual, su vigencia y su operatividad, para corregir las fallas en un proceso constructivo de análisis.

FUNTRAENERGETICA, Doctor Roberto Ramírez.

1. Se debe continuar y ampliar el debate involucrando a todos los actores, incluyendo el gremio de paneleros y los sectores relacionados con el tema de alcohol carburante.

ACIPET, Doctor William Fórez:

1. Se debe continuar y ampliar el debate y las reuniones, contando con la participación del MMYE.
2. Incorporar la modificación por vía gubernativa del decreto 1895 por parte del MMYE.
3. reglamentación del tema de transferencia de tecnología para el fortalecimiento de la ingeniería nacional.
4. Propender por se integre en el sistema nacional de ciencia y tecnología la investigación en las áreas de hidrocarburos.

(Documento 62)

<p>Reunión con representantes de NATURGAS</p> <p>Septiembre 5 de 2005</p>	<p>Asistentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Leopoldo Montañés Presidete NATURGAS Ximena Varón Secretaria General de NATURGAS Dr. Emiro Gonzales Ing. Gonzalo Castaño Luisa Díaz. <p>Comentarios</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se debe tener en cuenta que el as es reglamentado por la Ley de Servicios domiciliarios, las decisiones de la CREG y lo que la Corte Constitucional considere, dado el gran número de Tutelas. - En tema tarifario se debe poner atención a: La composición de la formula de lo que paga el usuario y el precio del gas boca de pozo. En el último aspecto se debe ver la resolución de la CREG 088 de 2005 en donde se cancela una desregulación de precios que estaba prevista. - Se debe tratar más el tema de la comercialización - Un mejor precio del gas influye en poder aumentar la inversión en el sector <p><i>(Documento 63)</i></p>
---	--