



ANDESCO

Asociación Nacional de Empresas de
Servicios Públicos Domiciliarios y
Actividades Complementarias e Inherentes

Propuestas de Soluciones Estructurales a la Problemática Actual del Sector de Gas Natural en Colombia

Con la asesoría de:
CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ
LUIS IGNACIO BETANCUR

ANDESCO – CÁMARA SECTORIAL DE GAS

Bogotá, Noviembre de 2008

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	3
2. DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA	4
2.1. PROBLEMÁTICA TRANSVERSAL	4
2.1.1. POLÍTICA ENERGÉTICA	4
2.1.2. INSTITUCIONALIDAD	6
2.1.3. INFORMACIÓN	7
2.2. PROBLEMÁTICA VERTICAL	9
2.2.1. PRODUCCIÓN	9
2.2.2. TRANSPORTE	9
2.2.3. DISTRIBUCIÓN	10
2.2.4. COMERCIALIZACIÓN	11
2.3. PROBLEMÁTICA TEMPORAL	12
2.3.1. CORTO PLAZO	12
2.3.1.1. PRODUCCIÓN-COMERCIALIZACIÓN	12
2.3.1.2. TRANSPORTE	13
2.3.2. LARGO PLAZO	13
2.3.2.1. SUMINISTRO	14
2.3.2.2. SUMINISTRO Y PRECIOS	16
3. PROPUESTAS DE REFORMA	17
3.1. PROPUESTAS DIMENSIÓN TRANSVERSAL	17
3.1.1. POLÍTICA ENERGÉTICA	17
3.1.2. INSTITUCIONALIDAD	21
3.1.3. INFORMACIÓN	21
3.2. PROPUESTAS DIMENSIÓN VERTICAL	24
3.2.1. PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL	24
3.2.2. TRANSPORTE DE GAS NATURAL	26
3.2.3. DISTRIBUCIÓN – COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	27
3.2.4. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	28
4. PROYECTOS DE NORMATIVAS	30
4.1. PROYECTO DE LEY	30
4.2. PROYECTO DE DECRETO	32
4.3. PROYECTOS DE RESOLUCIONES CREG	40
ANEXO	44
PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR EN FIRME Y PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR INTERRUMPIBLE	44

1. ANTECEDENTES

En la actualidad, el sector de Gas Natural atraviesa por una coyuntura compleja que requiere adelantar acciones que permitan mantener su dinamismo y aporte al desarrollo económico del país. Las características de la problemática sectorial, así como los principales factores que han incidido en la gestación de la misma, pueden clasificarse en tres dimensiones según afecten al sector como un todo (Problemática Transversal), a los diferentes subsectores en que puede dividirse la cadena de prestación del servicio (Problemática Vertical), o según incidan en el desempeño de corto o mediano plazo del sector (Problemática Temporal).

ANDESCO con el acompañamiento de los asesores Carmenza Chahín y Luis Ignacio Betancur, ha elaborado el presente estudio con el objeto de que examine los distintos aspectos que se han identificado en cada una de las dimensiones mencionadas (Transversal, Vertical y Temporal) y que están afectando el desarrollo normal del mercado de gas natural en Colombia y proponga los ajustes al marco regulatorio que se requieran, con independencia de lo que estas propuestas impliquen en términos de reforma, es decir, sin perjuicio que la implantación de las mismas conlleve la expedición de normativas de distinta naturaleza jurídica: Leyes del Congreso de la República, Decretos Ministeriales, o Resoluciones de la CREG.

2. DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

2.1. PROBLEMÁTICA TRANSVERSAL

Se clasifican como transversales aquellos problemas que por su incidencia afectan a todos los segmentos que conforman la cadena de prestación del servicio, así como, las condiciones técnicas, económicas, financieras y/o comerciales, en que se presta el mismo.

Se identifican problemas transversales en materia de Política Energética, en asignaciones de funciones y competencias a nivel institucional y en temas relacionados con el flujo de información sectorial.

2.1.1. POLÍTICA ENERGÉTICA

A continuación se sintetizan los problemas relacionados con Política Energética:

- No existe una visión del sector de gas natural que articule el corto, mediano y largo plazo;
- No existe una visión integral del sector energético, ni políticas coherentes en materia de fuentes sustitutas;
- Cambios abruptos e inesperados de Política Energética sin que sean precedidos de análisis integrales;
- No existen mecanismos de seguimiento y revisión oportuna de las políticas, de tal manera que sea posible corregir las desviaciones que se presenten con relación a los objetivos trazados en las mismas; y
- No se evalúan los impactos directos y/o indirectos, positivos y/o negativos, de los cambios de política en las actividades que desarrollan los agentes sectoriales.

El Plan de Masificación de Gas Natural, cuya puesta en marcha fue el resultado de las directrices de política consignadas en el Documento CONPES 2571 de 1991, al parecer está siendo desmontado:

- Mientras la instalación de nuevas termoeléctricas a gas, eje central del Plan de Masificación, está siendo desincentivada, se está incentivando la reconversión de las térmicas a gas existentes;
- Mientras le exportamos gas natural a Venezuela con el objeto de que ese país sustituya consumos de derivados líquidos por consumo de gas, y dadas las limitaciones en el suministro de gas natural, le hacemos un pago “extra” a los agentes generadores para que algunas de las termoeléctricas a gas existentes sustituyan sus consumos de gas natural por combustibles líquidos; y

Fue directriz de política durante más de 15 años, disminuir la dependencia del sector eléctrico del recurso hídrico, sin embargo las condiciones actuales de escasez comercial en el abastecimiento de gas natural, han limitado la participación de la generación térmica a gas en igualdad de condiciones que otras tecnologías, en el esquema de mercado de Cargo por Confiabilidad y por consiguiente está cambiando nuevamente la matriz energética colombiana en el largo plazo hacia una mayor dependencia del recurso hídrico.

La penetración del GNV como fuente sustituta de los derivados líquidos, antes estimulada, está enfrentando amenazas de diversa índole:

- Rezago crónico de los programas de desmonte de subsidios a la gasolina y el Diesel oil. Programas de desmonte de subsidios que nunca se cumplen;
- Subsidios indiscriminados al consumo de biocombustibles. Exenciones impositivas irracionales desde el punto de vista fiscal en la promoción de estas fuentes (traslape de política energética y política agrícola); y
- Propuesta de imposición del impuesto de sobretasa al consumo de GNV.

A pesar de la política de promoción de actividad exploratoria, soportada con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH- y los cambios en el régimen de contratación, la disponibilidad de gas natural a partir del 2016¹ dependerá en gran parte de los siguientes “golpes de suerte”:

- El éxito de Petrobras, Exxon-Mobil y Ecopetrol en desarrollo de sus actividades exploratorias en el Bloque Tayrona. Oportunidad del eventual hallazgo;
- Viabilidad económica de la extracción de Gas Metano proveniente de la mina de Carbón de La Loma operada por Drummond. Oportunidad del eventual desarrollo;
- Importaciones de gas natural de Venezuela, lo que involucra el desarrollo de infraestructura significativa en ese país. No se conocen los términos del contrato suscrito con PDVSA. Oportunidad de la puesta en operación de la infraestructura asociada; y
- La eventualidad de que el Ministerio de Minas y Energía –MME- decida evaluar otras alternativas tales como comercio internacional de Gas Natural Comprimido y/o Gas Natural Licuado, además de inversiones en instalaciones de almacenamiento.

No se conocen evaluaciones por parte de las Autoridades Sectoriales sobre el impacto que han tenido o pueden llegar a tener las situaciones derivadas de cambios en la Política Energética o indefiniciones en la misma:

¹ En estudio efectuado por NATURGAS y UPME sobre el Balance físico de Gas, publicado en el mes de Octubre de 2008, se prevé que el desabastecimiento se produciría entre el 2016 y el 2020.

- Sobrecostos para algunos generadores y para todos los usuarios durante el período de transición del denominado Cargo por Confiabilidad, asociado con la reconversión de unidades de generación a gas, viabilizando su operación con combustible dual;
- Diferencial de Precios en la Bolsa de Energía por marginar con tecnología de combustible líquido y no con tecnología a gas;
- Impacto económico del eventual desabastecimiento en el suministro de gas al parque automotor de servicio público con tecnología de GNV;
- Impacto económico del eventual desabastecimiento de gas al sector industrial; y
- Efecto de la pérdida de usuarios del sector termoeléctrico, del sector industrial y del sector transporte en las tarifas de gas de los usuarios residenciales.

2.1.2. INSTITUCIONALIDAD

A continuación se sintetizan los problemas identificados en materia Institucional:

- Existe un fraccionamiento institucional de responsabilidades con relación al objetivo estatal de garantizar la disponibilidad de una oferta de gas natural suficiente y garantizar la continuidad del servicio (MME, ANH, UPME, CREG);
- Debilidad de la UPME como entidad encargada de la planeación indicativa sectorial y como entidad responsable del análisis y evaluación de la oferta y demanda de hidrocarburos, en particular en lo relacionado con el gas natural;
- Falencias en la coordinación entre los sectores de gas natural y energía eléctrica. Insuficiente interacción entre el CNO-Gas y el CNO-Eléctrico para lograr una mejor coordinación operativa entre ambos sectores;
- Insuficiente interacción entre el CNO-Gas, el CNO-Eléctrico y las autoridades sectoriales, facilitando el intercambio de información para los análisis y toma de decisiones; y
- Asignación insuficiente de facultades y competencias al CNO-Gas en aspectos técnicos y operativos.

No existe en la práctica una instancia institucional responsable de garantizarle al país el abastecimiento continuo y confiable de gas natural (*up-stream, down-stream*).

- Aunque en principio, es el MME el encargado de garantizar el abastecimiento energético del país. Los anuncios sobre el eventual desabastecimiento a partir de 2016, el accionar focalizado en reglamentar cómo distribuiremos el eventual racionamiento y la inacción en la toma de decisiones concretas, no resulta coherente con las responsabilidades que se presume, están en esa Cartera;
- Si bien, la ANH es la entidad encargada de promover la actividad exploratoria, no puede ser responsable del éxito en materia de hallazgos. Su responsabilidad

se limita a que haya actividad exploratoria y no es responsable por garantizar un abastecimiento continuo y confiable de gas natural;

- Mientras el MME reglamenta las condiciones en las que debe prestarse el servicio en caso de “Racionamiento Físico de Gas”, ni el MME, ni la CREG han definido el concepto de “Racionamiento o Déficit Comercial de Gas”², situación que enfrenta el sector en la actualidad;
- El MME ha reasumido, no oficial o explícitamente, competencias que en principio le fueron asignadas a la CREG y relacionadas con su competencia “...para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible” (Literal c, Artículo 74.1, Ley 142 de 1994);
- La CREG, encargada de garantizar el abastecimiento continuo y confiable de gas natural “aguas abajo”, estableció las Subastas como mecanismo de asignación del gas natural con independencia de la situación de Oferta y Demanda del país (Déficit o Superávit de Oferta);
- La CREG, encargada de garantizar el abastecimiento continuo y confiable de gas natural “aguas abajo”, no ha sido exitosa ni oportuna en dar las señales económicas que permitan levantar las restricciones en el segmento de Transporte de gas natural;
- Mientras el MME y la CREG han tomado acciones tendientes a garantizar el suministro eléctrico hasta el año 2018, en gas natural no es claro cómo se va a garantizar el abastecimiento en el mediano y largo plazo, dependiendo de lo que hemos denominado “golpes de suerte”;
- Mientras el MME, a través de ECOPETROL, garantiza el suministro continuo y confiable de combustibles líquidos ya sea con producción local o a través de importaciones, en el caso del gas natural no existe una cadena similar de responsabilidades; y
- Los anuncios oficiales en el sentido de que la Demanda de gas natural no debe crecer para evitar el desabastecimiento en el 2016³, crea incertidumbre y afecta las expectativas de las agentes sectoriales y de los usuarios del servicio.

2.1.3. INFORMACIÓN

A continuación se sintetizan los problemas identificados en lo relacionado con la disponibilidad y flujo de Información Sectorial:

- Insuficiente disponibilidad de información sectorial oportuna y confiable, que coadyuve a la toma de decisiones; e
- Insuficiente disponibilidad de información sectorial oportuna y confiable, que coadyuve al dinamismo de los mercados primarios y secundarios de suministro y transporte de gas natural.

² Se entiende por “Racionamiento Comercial” o “Déficit comercial” una situación en la que la Oferta en Firme de Gas Natural resulta inferior a la Demanda en Firme de Gas Natural.

³ Ver Pie de Página No. 1.

Insuficiencia de información sectorial para direccionar adecuadamente el sector en el corto, mediano y largo plazo.

- No hay certeza sobre el nivel de reservas comercializables con que cuenta el país, así como, sobre la capacidad de producción actual y futura de los campos en producción;
- La información sobre los términos del contrato de exportación a Venezuela no es conocida por el público, ni por los agentes sectoriales no involucrados en la transacción. No es fácil el acceso a la información sobre las cantidades exportadas;
- La mayoría de la información operativa y comercial no es uniforme, ni está disponible en los denominados BEO (Boletín Electrónico de Operaciones). Tanto el Regulador, como los agentes sectoriales consideran confidencial o estratégica información que ni es confidencial, ni es estratégica; y
- No se ha reglamentado el suministro de información oportuna en materia de mantenimientos (Producción y Transporte). Los mantenimientos preventivos se anuncian casi con la misma oportunidad que se anuncia un mantenimiento correctivo.

2.2. PROBLEMÁTICA VERTICAL

Se clasifican como verticales aquellos problemas cuya incidencia inicial se restringe a la afectación de las actividades que desarrolla un segmento particular de la cadena de prestación del servicio, es decir: Producción, Transporte, Distribución, o Comercialización. No obstante, ello no significa que estos efectos no se trasladen de manera automática “aguas arriba” y “aguas abajo” del segmento en cuestión.

2.2.1. PRODUCCIÓN

A continuación se sintetizan los problemas identificados en lo relacionado con el segmento de Producción:

- Incremento insuficiente de las Reservas de gas natural;
- Insuficiencia en la oferta comercial de gas natural para suministro en firme;
- Atraso en el desarrollo de la infraestructura necesaria para aumentar la oferta comercial de suministro en firme;
- Incertidumbre sobre las eventuales importaciones de gas natural proveniente de Venezuela;
- Distorsión de precios en el Mercado Primario de gas natural. Campos regulados vs. campos no regulados;
- Intervención del MME y de la CREG en el Mercado Primario de gas natural (Decreto MME-2687 y Resolución CREG-095 de 2008, respectivamente) ante imperfecciones del mercado y situación de “Racionamiento Comercial”, sobre la que se ignora si es de carácter estructural o coyuntural;
- Incentivos insuficientes y falta de señales claras para desarrollar fuentes no convencionales de gas; y
- Ausencia de señales que permitan evaluar la conveniencia de instalar plantas de regasificación en el país.

2.2.2. TRANSPORTE

A continuación se sintetizan los problemas identificados en lo relacionado con el segmento de Transporte:

- Restricciones en la capacidad de transporte existente;
- Descoordinación comercial entre los segmentos de Producción y Transporte. Pérdida de la Internalización de las Externalidades de Red⁴;

⁴ Tales externalidades ocurren cuando por acción de compradores y/o vendedores individuales, se imponen costos a los demás usuarios de la red (tales como congestión o baja confiabilidad). Los Productores carecen de incentivos para ofrecer un servicio confiable de Transporte a los Remitentes y los Remitentes de manera individual carecen de incentivos para solicitar expansiones en la capacidad de la red. Lo anterior se traduce en la potencial desoptimización de la Red de Transporte.

- Descoordinación comercial entre los segmentos de Transporte y Distribución. Pérdida de la Internalización de las Externalidades de Red (Ver nota a pie de página 4);
- Ausencia de señales regulatorias que permitan la coordinación comercial entre Producción y Transporte, como bienes complementarios perfectos;
- Alto riesgo regulatorio de subremuneración de inversiones en infraestructura;
- Alto riesgo regulatorio de subremuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento -AO&M-;
- Asignación regulatoria a los agentes transportadores de riesgos no diversificables;
- Esquema de Parejas de Cargos desincentiva ampliaciones de la capacidad de transporte. Como resultado de este esquema, los remitentes con menores “Factores de Carga”⁵ son los que menos pagan por concepto de capacidad, siendo los que más inciden en los requerimientos de expansión de la capacidad de la red;
- Contratos de corto y mediano plazo desincentivan ampliaciones de la capacidad de transporte;
- Ausencia de reglas para el tratamiento de inversiones que requieren períodos de recuperación inferiores a los definidos en la regulación vigente;
- Señales insuficientes para construir infraestructura que incremente la confiabilidad y la calidad del servicio;
- Ausencia de señales que permitan evaluar la conveniencia de desarrollar instalaciones de almacenamiento de gas natural;
- Inadecuada adopción de las señales de distancia obligan a los agentes transportadores a constituirse en árbitros en la competencia entre campos productores; e
- Incertidumbre por las propuestas regulatorias planteadas en las Resoluciones CREG-087 de 2007 y CREG-028 de 2008.

2.2.3. DISTRIBUCIÓN

A continuación se sintetizan los problemas identificados en lo relacionado con el segmento de Distribución:

- Regulación por Costo Medio Promedio le resta competitividad al Gas Natural frente a sus sustitutos;
- Inadecuado diseño de la Canasta de Tarifas origina que:
 - Los mercados con consumos Industriales más significativos, sean los mercados menos competitivos para los Industriales;

⁵ Se define como la relación entre el volumen transportado en un año dado y su correspondiente Demanda Máxima de Capacidad multiplicada por 365.

- Para consumidores industriales de idénticas características, ubicados en distintos mercados, enfrentan Cargos por Uso que son función de la composición residencial del respectivo mercado;
- En algunos mercados se hayan perdido usuarios industriales relevantes por *by-pass* físico (conexión a la red de transporte), *by-pass* comercial (cambio de Comercializador), *by-pass* por sustitución (cambio de energético), o auto *by-pass* (para evitar la pérdida de usuarios industriales es frecuente que las empresas apliquen políticas de descuentos que no les permiten recuperar el Cargo por Uso que les fue aprobado);
- Se presente pérdida de usuarios industriales con consumos importantes, afectando al alza los Cargos por Uso de la vigencia tarifaria inmediatamente siguiente;
- La señal de precios de sustitutos no sea un *driver* en la fijación de los Cargo por Uso aplicados al sector industrial;
- El esquema de tarifas por bloques discretos induce a ineficiencia energética e introduce volatilidad en la facturación de usuarios industriales;
- Imposibilidad de suscribir contratos de largo plazo con usuarios industriales regulados y no regulados impidiendo la diversificación del riesgo;

2.2.4. COMERCIALIZACIÓN

A continuación se sintetizan los problemas identificados en lo relacionado con el segmento de Comercialización:

- Aún cuando se adoptaron nuevas disposiciones en materia de contratación de gas natural en la Resolución CREG-075/08, persiste la inflexibilidad en el esquema de contratación de suministro de gas natural con destino al Mercado Regulado;
- Inflexibilidad en el esquema de contratación de suministro de gas natural con destino al sector termoeléctrico;
- Condición de déficit comercial producto de varias circunstancias tales como: menores reservas a las esperadas en el campo Opón; menor capacidad de producción en Guajira; exigencia de garantía de suministro en firme para los cierres financieros de los proyectos de generación; necesidad de los Productores de colocar el 100% del gas en contratos *Take or Pay*, entre otros.
- El Mercado Secundario no opera de forma eficiente y adecuada, por lo que el Regulador se encuentra en proceso de estudio de su organización.

- No se cuenta con nueva Producción Disponible para Ofertar en Firme –PDOF-, que atienda los requerimientos (actuales y futuros) de los diferentes sectores de consumo de gas natural.
- La exigencia de la CREG de respaldar el Cargo por Confiabilidad mediante contratos en firme durante la totalidad de las horas del año, dificulta a futuro la problemática de déficit comercial.
- La reciente regulación sobre el procedimiento de comercialización (Resolución CREG-095 de 2008) introduce la nueva modalidad “*Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada*”, es una solución a medias a la problemática comercial identificada.
- Prohibición innecesaria de competencia en la comercialización de gas natural en el Mercado Regulado, en la medida en que no hay competencia en el segmento de Producción-Comercialización; e
- Indefinición en el proceso de desregulación de usuarios.

2.3. PROBLEMÁTICA TEMPORAL

Si bien, en los numerales precedentes se sintetiza la problemática que enfrenta el sector de gas natural en la actualidad, se considera relevante precisar estas dificultades en su dimensión temporal, diferenciando los aspectos críticos que deben ser abordados y resueltos en el corto plazo y los que deben ser abordados en el mismo corto plazo para posibilitar que sean resueltos en el mediano y largo plazo.

2.3.1. CORTO PLAZO

En el corto plazo los problemas que está enfrentando el sector de gas natural pueden detallarse más allá de su origen conceptual, o de la dimensión en que incidan, detalle que se presenta a continuación por segmentos o conjunto de segmentos de la cadena de prestación del servicio:

2.3.1.1. PRODUCCIÓN-COMERCIALIZACIÓN

- La Demanda Comercial de gas natural supera ampliamente la Demanda Física, no obstante, en condiciones hidrológicas normales no se presentan problemas para asegurar el abastecimiento.
- El tamaño del Mercado secundario es artificial, e innecesariamente grande, debido a que los agentes no tienen opción real de acceder al mercado primario.

- La Producción Disponible para Ofertar en Firme –PDOF- declarada a la fecha por parte de los Productores, en cumplimiento del Decreto 2687 de 2008, es insuficiente para abastecer la Demanda de Suministro en Firme del Mercado (Ver la PDOF en el Anexo). Los Productores-Comercializadores tienen una interpretación inadecuada del concepto de “Interrumpibilidad” de su producción, asociándola más a conceptos comerciales que a aspectos relacionados con el perfil físico de su producción;
- Las Subastas de gas natural que no fueron usuales en épocas de abundancia del recurso, se están imponiendo en épocas de escasez. No todos los sectores de demanda están en capacidad de acceder a estas pujas en las que también participan Productores de gas. Asignación de un recurso insuficiente a través de mecanismos de mercado;
- Los Productores sólo comprometen gas natural en contratos de corto plazo. Disposición pero imposibilidad de los agentes demandantes de garantizar suministro en el mediano y largo plazo; y
- Demanda industrial atendida a través de Contratos Interrumpibles.

2.3.1.2. TRANSPORTE

- Restricciones de Transporte en Ballena – Barranca e inacción del Regulador para dar las señales económicas que requiere el Transportador para acometer un proyecto de ampliación que se requiere urgentemente y para regular comportamientos estratégicos de los agentes productores-comercializadores;
- Subastas de capacidad de transporte incompatibles con el marco regulatorio vigente para esta actividad. No hay posibilidad de competir por capacidad de transporte en igualdad de condiciones;
- Indefinición de los requerimientos de capacidad de transporte adicional ante seguras, probables y posibles ampliaciones en la capacidad de producción de Cusiana, Creciente y Gibraltar; e
- Incertidumbre por propuestas regulatorias (Resoluciones CREG-087 de 2007 y CREG-028 de 2008) que no aclaran sino que hacen más confusas las perspectivas.

2.3.2. LARGO PLAZO

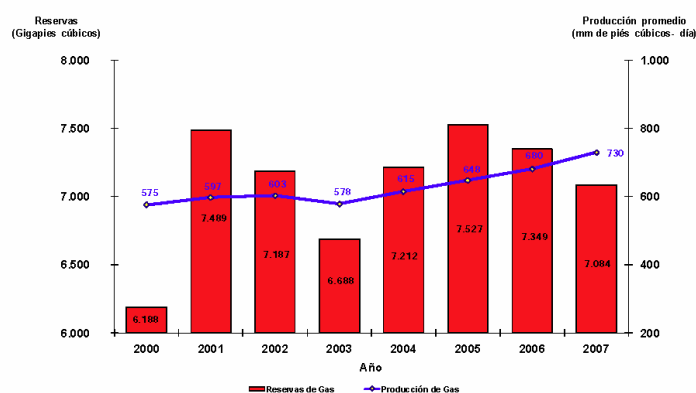
En el largo plazo, si bien todos los problemas consignados anteriormente son relevantes y afectarán el desarrollo de la industria de no adoptarse las directrices de política y regulación que se requieren, la mayor dificultad de centra en la garantía de

abastecimiento de la demanda actual y futura del sector. Es por lo anterior que se destaca esta problemática:

2.3.2.1. SUMINISTRO

Hay incertidumbre sobre si el país contará con la disponibilidad suficiente de gas natural a partir de 2016 (Ver nota a pie de página 1) frente a la demanda esperada de suministro.

Reservas y producción de gas



Nota: Incluye reservas probadas, no probadas y proyección para el consumo en operación

Fuente: ANH

AÑO	GAS NATURAL			
	RESERVAS (GPC)	PRODUCCION ANUAL (GPC)	INCORPORACION ANUAL (GPC)	RELACION R/P (Años)
2007	7.084	266	0	26,6
2006	7.349	248	8	29,6
2005	7.527	236	552	31,8
2004	7.212	224	364	32,1
2003	6.688	211	-113	31,7
2002	7.187	220	-40	32,7
2001	7.489	218	563	34,4
2000	6.188	210	-243	29,5

Elaboración Propia con fuente ANH

Aún cuando, de acuerdo con la información consignada, el país cuenta con 26.6 años de Reservas/Producción, esta relación puede sobrestimar los recursos con los que realmente cuenta el país. Es por ello que el MME viene calculando anualmente un Factor R/P en el que considera las que ha denominado “Reservas de Referencia” y “Producción de Referencia”, definidas en el Decreto 2687 de 2008 como:

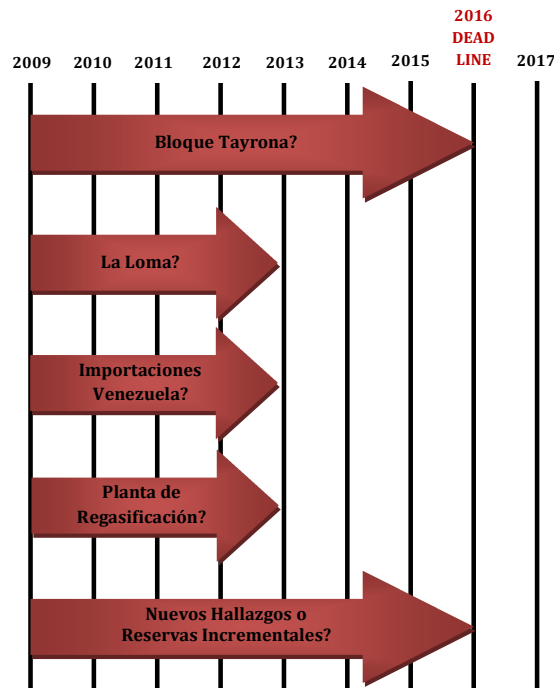
“Reservas de Referencia: Son las Reservas Probadas de gas natural más las cantidades comprometidas en los contratos de importación de gas natural que garanticen firmeza”.

“Producción de Referencia: Es, para efectos de calcular el Factor R/P de Referencia, el resultado de sumar: i) las cantidades comprometidas en los contratos de suministro que garanticen firmeza de gas natural para atender la demanda nacional; ii) las cantidades comprometidas en los contratos de exportación de gas natural que garanticen firmeza; y, iii) las cantidades de gas natural demandados en las solicitudes en firme 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”.

El MME mediante Circular 18-031 de 2008, publicó el dato más reciente del Factor R/P, el cual arroja un valor de 9.74 años al cierre del mes de mayo de 2008.

Lo anterior implica que el país requiere con urgencia contar con nuevas Reservas de gas natural, con independencia de donde provengan las mismas. Es decir, ya sea por la incorporación de Reservas como producto de nuevos hallazgos, como producto de la explotación de gas natural contenido en formaciones de carbón, o por importaciones a través del gasoducto de interconexión con Venezuela, o a través de plantas de regasificación.

No obstante, considerando un escenario de escasez en el año 2016, con alguna probabilidad de ocurrencia, sería necesario prever una planta de regasificación para tener certeza con relación al abastecimiento pleno de la demanda doméstica.



2.3.2.2. SUMINISTRO Y PRECIOS

Así mismo, en la coyuntura descrita y teniendo en cuenta los incrementos que se han registrado en el precio del petróleo y sus derivados, aumentos que de manera natural jalonan el precio del gas natural, el país se encuentra sin instrumentos idóneos que le permitan morigerar los impactos previsibles:

- Tendencia al alza de los Precios de Suministro sin fácil acceso mecanismos de cobertura (Derivados Financieros, Almacenamiento).
- Exigencias crecientes de recursos al Fondo de Solidaridad. Aumento de usuarios y aumento de precios.
- Presión sobre la disponibilidad de diesel con destino a la generación eléctrica.
- Impacto de la marginación de tecnología diesel en la bolsa de energía.

3. PROPUESTAS DE REFORMA

Son numerosos los retos sectoriales y el nivel de esfuerzo que se requiere por parte de las Autoridades para re-direccionar y re-orientar el marco que le da contexto a las actividades del sector de gas natural.

Con este fin, de manera respetuosa se plantean una serie de propuestas cuya implementación podría coadyuvar a superar los obstáculos que actualmente están condicionando el desarrollo normal de la industria de gas natural.

3.1. PROPUESTAS DIMENSIÓN TRANSVERSAL

3.1.1. POLÍTICA ENERGÉTICA

De la Garantía de Abastecimiento de Gas Natural

- El MME tendrá como función garantizar el abastecimiento de la demanda nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo.

Corto Plazo:

Para cumplir con la confiabilidad en el corto plazo, establecerá la obligatoriedad de mantener *existencias mínimas de seguridad* equivalentes a cinco (5) días de la demanda nacional no termoeléctrica estimada. La demanda nacional no termoeléctrica se estimará con base en los consumos promedio mensuales de estos sectores, correspondientes a los doce (12) meses inmediatamente anteriores.

Esta obligación se distribuirá entre los Comercializadores que atiendan usuarios finales no térmicos en los diferentes sectores de consumo, a prorrata de la demanda estimada que representan.

Las *existencias mínimas de seguridad* podrán respaldarse con capacidad de almacenamiento propia o contratada, o a través de contratos de suministro en firme con productores, con cláusulas de compromiso de entrega física no condicionadas a eventos diferentes a la disponibilidad de la infraestructura de transporte asociada con la entrega.

Mediano Plazo:

Para cumplir con este objetivo en el mediano plazo, establecerá la obligatoriedad de contar con una *oferta mínima de seguridad* equivalente a la demanda comercial prevista por la UPME en el Plan de Abastecimiento de Gas para el

último año del quinquenio inmediatamente subsiguiente. Para el cálculo de la *oferta mínima de seguridad* existente, el MME adoptará como tal, el potencial de producción de gas natural de los campos en explotación comercial.

Si la diferencia entre la demanda comercial prevista por la UPME y la *oferta mínima de seguridad* existente para atenderla resulta positiva, el MME publicará los requerimientos de oferta adicional, delegando en la CREG el diseño de una subasta de dos puntas para la adquisición de oferta adicional de gas. Esta última podrá provenir de campos próximos a entrar en explotación comercial, o de importaciones.

La CREG definirá las condiciones de participación en la subasta de los Comercializadores que atiendan a los diferentes sectores de consumo, teniendo en cuenta el déficit de contratación de suministro que registren.

Largo Plazo:

Para cumplir con este objetivo en el largo plazo promoverá, a través de la ANH, la exploración y explotación de una *reserva estratégica* de recursos gasíferos de la Nación provengan éstos de yacimientos fósiles convencionales o no convencionales, se encuentre éstos: no-asociados, disueltos o asociados con petróleo o en depósitos de carbón.

Así mismo, de requerirse su actuación por solicitud de parte, promoverá la suscripción de contratos de importación para tal fin entre agentes sectoriales domésticos y agentes sectoriales extranjeros. Finalmente, de requerirse, tendrá la facultad de suscribir Convenios, Tratados, o Acuerdos con terceros países, para la importación de gas natural en estado gaseoso o líquido.

Para el mediano y largo plazo, la CREG definirá las señales regulatorias que aseguren la disponibilidad del transporte coordinado con la oferta mínima de seguridad y reserva estratégica del suministro.

Al MME, a través de la ANH, le corresponde la inspección del cumplimiento de la obligación de mantenimiento de las *existencias* y la *oferta mínimas de seguridad* de gas natural. Con este fin los agentes sectoriales deberán reportarle a esta entidad, a más tardar el primero (1º) de Abril de cada año un estado contable relativo a las existencias, compras y ventas del ejercicio anterior, expresadas en unidades físicas, acompañadas de un informe de auditoría sobre dicho estado, emitido por el auditor de cuentas del sujeto obligado.

Para expedir la regulación y/o reglamentación que permitan el cumplimiento de las obligaciones en materia de *existencias mínimas de seguridad* y *oferta mínima*

de seguridad, el MME, la ANH y la CREG, según sus competencias, tendrán un plazo de seis (6) meses contados a partir de la expedición de esta norma.

- Es facultad del MME autorizar o negar las exportaciones de gas natural hacia terceros países. El Ministerio expedirá mediante Decreto las reglas que se adopten en esta materia, oyendo previamente el concepto de la CREG.

Las autorizaciones para la exportación de gas natural, sean estas Firmes o Interrumpibles, tendrán que negarse, o interrumpirse si éstas estaban previamente autorizadas, cuando se presente una cualquiera de las siguientes situaciones:

- El Factor R/P, calculado este Factor en los términos definidos por el MME para su estimación, sea inferior o igual a siete (7) años en uno cualquiera de los siete (7) años siguientes. Con este fin y anualmente, el Factor R/P deberá calcularse para este horizonte temporal.
- Cuando la Producción Disponible para Ofertar en Firme resulte inferior a la Demanda de gas natural en Firme, incluyendo en esta última la Demanda asociada con las exportaciones, para uno cualquiera de los siete (7) años siguientes.
- Cuando se presenten las condiciones de interrupción de exportaciones previstas en el Decreto MME 880 de 2007, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, por medio del cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Los contratos de exportación que se suscriban a partir de la expedición de esta norma, deberán incluir cláusulas que expliciten los eventos que darán lugar a la interrupción del suministro. El Agente Exportador deberá asumir el costo de oportunidad de la interrupción de exportaciones, así como, las penalidades contractuales que se pacten por este concepto.

- Las importaciones de gas natural están autorizadas sin ninguna limitación diferente a los permisos y licencias que se requieren para el desarrollo de proyectos de infraestructura en el país.

El libre acceso a las instalaciones asociadas con las importaciones es potestad del Agente Importador y no están sujetas a las normas que sobre la materia aplican para los restantes Agentes Sectoriales, así como, a normas de control de precios. Podrán ser Agentes Importadores todos aquellos que desarrollen actividades de Comercialización, sea ésta desarrollada en forma

independientemente o conjunta con otras actividades sectoriales. Así mismo, podrán ser Agentes Importadores cualquier usuario final del servicio, debiéndose constituir en Comercializador si pretende enajenarle gas a terceros.

- Todos los Agentes Sectoriales podrán desarrollar y explotar instalaciones de almacenamiento, no estando sometida esta actividad a normas de regulación económica que las limiten en precios y/o cantidades. Así mismo, podrán ser Agentes Almacenadores cualquier usuario final del servicio, debiéndose constituir en E.S.P. si pretende enajenarle gas o capacidad de almacenamiento a terceros.

Con el fin de aprovechar los sistemas de almacenamiento subterráneo en formaciones salinas, rocas porosas (yacimientos de hidrocarburos agotados, o acuíferos), el MME reglamentará antes de transcurridos sesenta (60) días de la expedición y puesta en vigencia de la presente norma, las condiciones y términos en que los interesados podrán acceder a estos recursos.

De la Diversificación de las Fuentes de Suministro de Gas Natural

El MME tendrá como función propender por la diversificación en el suministro de gas natural a nivel de proveedores, estableciendo como regla general la prohibición en el mercado primario de acuerdos de comercialización conjunta, sin perjuicio que la CREG mantenga la facultad de evaluar condiciones excepcionales a verificar para permitir dicha comercialización conjunta, compra de gas entre productores-comercializadores, auto compras por parte de productores-comercializadores, y cualquier otro tipo de acuerdos o transacciones que limiten la competencia en el suministro. Así mismo, como lo establece el Decreto 2687 de 2008, la ANH, a través de un tercero, comercializará el gas natural de regalías en las mismas condiciones exigidas a los restantes agentes proveedores del mercado.

De la Eficiencia en la Oferta y Demanda de Gas Natural

El Gobierno Nacional someterá a consideración del Congreso, un proyecto de Ley que establezca una estructura impositiva neutral aplicable al consumo de combustibles, sean éstos sustitutos o complementarios entre sí.

El MME establecerá una estructura de precios para los derivados líquidos del petróleo que reflejen el *precio de paridad de importación* de los mismos, separando explícitamente los subsidios aplicados al consumo de los mismos, cuando ello aplique.

Los subsidios que se apliquen para incentivar el consumo de un combustible determinado, no podrán ser cubiertos con subsidios cruzados entre energéticos.

3.1.2. INSTITUCIONALIDAD

Con el propósito de garantizar la adecuada articulación institucional a nivel de gobierno, se tienen las siguientes recomendaciones:

- La presencia en la CREG del Ministro de Minas y Energía y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios sean indelegables.
- Al menos dos (2) de los cinco Expertos Comisionados de la CREG deberán demostrar experiencia en el sector de gas combustible. Esta directriz se pondría en práctica inmediatamente se presenten las condiciones para realizar dicho ajuste.
- El Director de la ANH, o quien éste delegue, deberá ser invitado a las sesiones de la CREG en las que se aborden temas relacionados con los segmentos *up-stream* de la cadena de prestación del servicio de gas natural, teniendo voz, pero no voto en la toma de decisiones.

3.1.3. INFORMACIÓN

- La CREG deberá efectuar un análisis jurídico sobre cuál es la información sectorial considerada como reservada, y cuál es la información que se requiere sea de carácter público, con el fin de garantizar la transparencia en la operación del mercado. De requerirse normativa jurídica y/o regulatoria para hacer exigible el reporte de información necesaria para promover la competencia entre los agentes sectoriales, dicha entidad deberá proponerle al Congreso, al MME, o al Pleno de la Comisión, la adopción de reglas en tal sentido según corresponda.
- La CREG deberá exigirle a los “Agentes Exportadores” y/o “Agentes Importadores” de gas natural cumplir con todas las disposiciones que se les exige a los restantes Agentes Sectoriales en materia de información.
- La CREG deberá exigirle a los “Grandes Consumidores” o “Usuarios No Regulados” del sector de gas natural, que adquieran el servicio a través de agentes Comercializadores constituidos como E.S.P., o en su defecto, se constituyan como tales. Estos agentes al estar sometidos a la regulación expedida por la CREG y a la vigilancia de la SSPD, deberán cumplir con todas las disposiciones que se les exige a estos agentes en materia de información.
- El Gobierno Nacional autorizará la constitución de un *Centro de Mercado* con el objeto de recolectar información operativa y comercial de corto, mediano y largo plazo, y administrar por delegación de los agentes, las transacciones en los

mercados primarios y secundarios de suministro y transporte de gas natural. Este *Centro de Mercado* tendrá también autorización para la prestación de otros servicios complementarios, que no serán objeto de regulación. La CREG definirá la remuneración base del *Centro de Mercado* que se constituya, en lo que haga referencia a las actividades que desarrolle el mismo y que sean objeto de regulación.

- El *Centro de Mercado* se desarrollará acorde con las necesidades del mercado, por lo que en su implementación concentrará principalmente esfuerzos para la administración centralizada de la información de Suministro y Transporte de corto y mediano plazo de los Mercados Primario y Secundario. En fase posterior se constituirá en facilitador de transacciones entre los agentes del mercado, según la evolución que presente la dinámica del mismo y de acuerdo con los lineamientos que establezca la CREG.

La Sociedad que se constituya tendrá por objeto⁶:

- a) Organizar el mercado para la más transparente negociación de contratos de compraventa de contado o a término de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, así como, contratos derivados sobre los mismos activos, tales como futuros, opciones y otros sobre gas natural y derechos de transporte;
- b) Fijar los requisitos para el registro de los agentes sectoriales habilitados por la ley y la regulación para realizar operaciones comerciales. Así mismo, fijar los requisitos y condiciones a las personas naturales o jurídicas, diferentes a los agentes sectoriales, que estarán habilitados a realizar operaciones comerciales por sí o por terceros, para ser autorizados a desempeñarse como tales, y otorgar las licencias correspondientes para operar en el Mercado;
- c) Dictar las normas para el ejercicio de las funciones de los agentes en el *Centro de Mercado*; establecer los libros, registros y documentos que han de utilizar, así como, fiscalizar su cumplimiento;
- d) Establecer los requisitos y especificaciones que deben reunir los contratos en los que intervengan los agentes; el reglamento que regirá las transacciones comerciales que se realicen en el mercado; el régimen disciplinario al que se sujetan los agentes y demás operadores que eventualmente se incorporen al mercado; y el código de ética relativo a su conducta, para con esta sociedad, sus comitentes y terceros;
- e) Efectuar la compensación y liquidación de las transacciones realizadas por los agentes y registrar las posiciones, por sí misma o a través de la contratación de un ente compensador nacional o extranjero;

⁶ Tomado de MEGSA.

- f) Establecer un régimen adecuado para asegurar la veracidad y registro de las operaciones que realicen los agentes;
- g) Dictar las normas que establezcan en qué casos y bajo qué condiciones se garantizará el cumplimiento de las operaciones que se realicen y registren;
- h) Establecer los derechos que percibirán los agentes por su intervención en las distintas clases de operaciones y los que percibirá la Sociedad por la prestación de servicios complementarios;
- i) Adoptar las normas y medidas necesarias para asegurar el mayor orden, eficiencia, continuidad, transparencia, funcionamiento en tiempo real y liquidez que sea factible alcanzar en las contrataciones;
- j) Compilar y publicitar en forma detallada y sin demora: i) la información y estadística de las operaciones realizadas en su ámbito, y sus precios; y ii) la información que haya recibido de los sujetos obligados, relativa al despacho o transporte de gas, provista conforme a la normativa aplicable; y
- k) Difundir la actividad vinculada con la operación del Mercado, proveyendo información pública y transparente.

A tal fin, la Sociedad tendrá plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer los actos que no sean prohibidos por la normatividad vigente.

Cualquier modificación que se efectúe en la organización y reglamentación del mercado requerirá previa conformidad de la CREG, con el alcance de las competencias y facultades que le asignan la Ley.

- Se promoverá un proyecto de normativa con el objeto de redefinir el alcance del CNO de Gas Natural, de tal manera que éste tenga las mismas atribuciones y competencias del CNO - Eléctrico.

La composición del CNO de Gas Natural se precisa a continuación:

“El Consejo Nacional de Operación CNO estará conformado por: los dos (2) representantes de las mayores compañías productoras o importadoras de gas natural, según volúmenes anuales; un (1) representante elegido por votación entre los demás productores; por los (3) representantes de los mayores remitentes no termoelectrónicos según consumo anual, por los dos (2) representantes de los mayores generadores termoelectrónicos a gas según consumo anual, el representante del Administrador y Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y el Director del Centro de Mercado de Gas.

Igualmente, tendrán asiento en el Consejo Nacional de Operación de Gas, CNO, los representantes de los sistemas de transporte de gas natural que tengan capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- garantizará la coherencia funcional del Centro de Mercado de Gas y el CNO de Gas.

El representante de XM S.A. E.S.P. y el Director del Centro de Mercado participarán con voz pero sin voto”.

El MME y la CREG promoverán la formalización del *Comité de Coordinación Operativo* entre los sectores de electricidad y gas natural, en el cual participarán los Secretarios Técnicos de los respectivos Consejos Nacionales de Operación y los agentes que el reglamento establezca.

3.2. PROPUESTAS DIMENSIÓN VERTICAL

3.2.1. PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL

- Es competencia de la CREG establecer los términos y condiciones a que deberán someterse los Agentes Productores - Comercializadores en materia de comercialización de gas natural.

La CREG solo podrá intervenir este mercado en cuanto a la asignación de cantidades, cuando la Oferta de gas natural disponible resulte inferior a la Demanda por el mismo. En ningún caso podrá intervenir la Oferta de Productores-Comercializadores marginales, entendidos como quienes controlen menos del 25% de la Oferta Total de gas natural medida con base anual, en atención al límite de posición dominante establecido en la Ley 142 de 1994.

Así mismo, la asignación de gas natural en casos de *Racionamiento físico*, es facultad de la CREG, pudiendo retomar para regular dichas situaciones, las disposiciones que a la fecha se encuentran vigentes y que han sido expedidas por el MME.

- Los precios del gas natural ofrecidos por Productores - Comercializadores y Comercializadores, no está sujeto a régimen de regulación.

Créase un Impuesto para el gas natural proveniente de los campos de La Guajira que se encuentran actualmente en explotación, igual al monto resultante del producto de las cantidades de gas natural que se comercialicen a partir de la expedición de esta norma y la diferencia entre el *precio de realización del gas*

natural y el *precio regulado*, calculado este último en los términos actualmente vigentes.

Los montos que se recauden como producto del Impuesto en mención, serán destinados a un *Fondo Social de Abastecimiento de Gas Natural*, en primera instancia, a la cofinanciación ya sea de gasoductos con destino a la importación de gas natural, o a instalaciones de regasificación. Se garantizará que todos los agentes interesados, con excepción de los Productores - Comercializadores, tengan acceso a la asignación de estos recursos en términos que garanticen la competencia en igualdad de condiciones entre ellos. Los aportes de capital que representen estos recursos estarán en cabeza de la ANH y no podrán superar el 49% del total de recursos de capital requeridos por los proyectos. En segunda instancia, y si hay excedentes para ello, estarán destinados a la cofinanciación de proyectos de almacenamiento si esto se requiere para garantizar las existencias mínimas de seguridad. Finalmente, y si hay excedentes, podrán asignarse estos recursos a la cofinanciación de proyectos tendientes a mejorar la confiabilidad de los sistemas de transporte y distribución, cuyo costo de inversión no pueda ser cubierto a través de las tarifas.

La ANH, por delegación del MME, constituirá el *Fondo Social de Abastecimiento de Gas Natural* como un Fondo Cuenta Especial sin personería jurídica, para la administración y manejo de los montos que se recauden por concepto del Impuesto creado. Así mismo, se constituirá un Comité Administrativo integrado por el Ministro de Minas y Energía, el Director del Departamento Nacional de Planeación y el Director de la ANH. Este Comité contará con la asesoría del Director de la UPME, sin voz, ni voto, encargado de presentar los proyectos a financiar con los recursos del Fondo.

Los proyectos que pretendan tener acceso a los recursos del Fondo, deberán ser presentados ante la UPME para su evaluación, previa presentación ante el Comité Administrativo.

La CREG remunerará al Productor-Comercializador la administración de la promoción comercial del gas.

- Previa asesoría y concepto de la ANH, la CREG definirá el concepto de “Interrumpibilidad” de la Producción de gas natural, concepto que responderá al perfil físico probable y posible de producción de los campos de gas natural.
- Los precios del gas natural con destino a las estaciones de GNCV y a su consumo como materia prima, no serán objeto de regulación de precios.

3.2.2. TRANSPORTE DE GAS NATURAL

De la Remuneración Económica a los Transportadores de Gas Natural

- Para definir la Base de Inversiones que será reconocida por el Regulador a los Transportadores de gas natural, para efectos de la fijación de los Cargos, se incluirá la totalidad de la red de gasoductos que se encuentre en operación a la fecha que establezca la CREG, en el contexto de la próxima vigencia tarifaria. La CREG podrá, excepcionalmente, reconocer activos por menor valor, si encuentra que no cumplen con criterios de eficiencia técnica. En estos casos la CREG deberá soportar sus razones para el reconocimiento del menor valor del activo, en concepto que emita un Perito designado por las partes. En todo caso la remuneración que apruebe la CREG deberá garantizar los requerimientos de reposición del activo, asegurando la continuidad en la prestación del servicio. Una vez se reconozca un activo en la Base de Inversiones, su inclusión se mantendrá en los mismos términos en las revisiones tarifarias sucesivas, en tanto el activo continúe en servicio.
- Para definir los gastos de AO&M que serán reconocidos por el Regulador a los Transportadores de gas natural, la determinación de la eficiencia de estos gastos deberá ser el resultado de procedimientos de comparación entre agentes con similares características. En todo caso, las bases de datos que se empleen para tal fin deberán estar homologadas, cuando se trate de la inclusión de agentes externos en las mismas.
- De acuerdo con lo previsto en el Artículo 90.3 de la Ley 142 de 1994, en las fórmulas de tarifas del segmento de Transporte, la CREG reconocerá en componente independiente, las inversiones en infraestructura que se requieran y cuyo período de recuperación resulte inferior al de las restantes inversiones similares, siempre y cuando éstas correspondan a un plan de expansión de mínimo costo.

Este componente podrá activarse o modificarse, según el caso, en cualquier momento, con independencia del período tarifario, si el desarrollo de la infraestructura asociada no fue incluido en el plan de expansión del respectivo agente y es requerido para garantizar la continuidad y/o la confiabilidad del servicio.

De las Señales de Cargos por el Servicio de Transporte

- La CREG establecerá uno o más HUBS, según su criterio, en los principales Sistemas de Transporte. Estos HUBS serán punto de referencia obligados para los Agentes que realicen transacciones de Suministro o Transporte de gas natural, correspondan estas transacciones al Mercado Primario o Secundario.

Ningún Agente podrá transar Suministro y/o Transporte en puntos del sistema diferentes a un HUB. En la definición del HUB (o los HUBS) la CREG buscará que se neutralicen las señales de transporte de los principales campos de un sistema.

El procedimiento para la definición de los HUBS debe ser lo suficientemente flexible, de tal manera que esté acorde con la dinámica de los volúmenes que se registren, o se prevean, en el Sistema Nacional de Transporte.

- Los Cargos por Uso que se establezcan pueden ser tipo “estampilla” o tipo “distancia”, estando esta última en todo caso, referenciada a los HUBS.
- Los Cargos por Capacidad y/o por Uso que establezca la CREG para remunerar los servicios de Transporte, deberán garantizar la remuneración de la Base de Activos y los gastos de AO&M, así como la remuneración al capital prevista. De ser necesario, los Cargos se ajustarán para garantizar la remuneración de ingresos referenciada.
- Los Cargos por el servicio de Transporte deberán garantizar la remuneración de las inversiones para garantizar la confiabilidad del servicio, previa aprobación de las mismas por parte de la CREG.
- Los Contratos de Transporte que se suscriban con posterioridad a la implementación de los HUBS deberán tener una vigencia no inferior al período tarifario.
- Los servicios complementarios que presten los Transportadores, tales como: *Wheeling*, Parqueo, Préstamo, Almacenamiento, Picos de corto plazo, Balance y Compresión, no serán objeto de regulación.

3.2.3. DISTRIBUCIÓN – COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

De los Precios de Distribución-Comercialización

- Los Precios del Segmento de Distribución-Comercialización de gas natural serán desregulados, adoptándose un Régimen de Libertad Vigilada. En todo caso estos agentes en la prestación del servicio deberán garantizar el libre acceso a sus redes por parte de terceros, cuando técnica y económicamente sea factible, así como, la no discriminación entre usuarios finales de características y consumos similares.
- No obstante el régimen de libertad, se mantiene que los Distribuidores-Comercializadores deberán publicar los precios en diarios de amplia circulación nacional, o regional, previa su aplicación. Así mismo, deberán explicitarse todos

los componentes que hagan parte de dicho costo, según definiciones que establezca la CREG.

- En aquellos mercados en los que la disponibilidad de Gas Licuado del Petróleo – GLP- no sea factible, según determinación de la CREG, los precios del segmento de Distribución-Comercialización de gas natural no podrán superar el precio resultante de adicionarle al precio de este energético sustituto, un precio por concepto de equipamiento de sustitución expresado en su equivalente mensual. Este *precio de referencia* será publicado por la CREG mensualmente para todos los mercados, quién definirá su metodología de cálculo con el fin de que se conozca de manera anticipada a la publicación de precios por parte de los Distribuidores-Comercializadores.
- Los subsidios que se apliquen sobre el Consumo Básico de Subsistencia a los Usuarios Finales de Gas Natural pertenecientes a los Estratos 1 y 2, serán determinados por el MME y se definirán como un porcentaje sobre el Precio del GLP incluido en el cálculo del *precio de referencia* definido por la CREG para el respectivo mercado. El porcentaje de subsidios en todo caso, no podrá superar un porcentaje del 50% del precio del GLP en el caso del Estrato 1 y el 40% de este mismo precio en el Estrato 2.
- Las contribuciones que se apliquen a los consumos de los usuarios finales de gas natural pertenecientes a los Estratos 5 y 6 y a los sectores comercial e industrial, se definirán como un porcentaje sobre el precio del GLP incluido en el cálculo del *precio de referencia* definido por la CREG para el respectivo mercado. El porcentaje de contribución no podrá superar el actualmente vigente.

De las Condiciones del Servicio

- Los Distribuidores-Comercializadores podrán suscribir contratos de prestación del servicio con los usuarios finales industriales y comerciales conectados a sus redes de distribución. En dichos contratos sólo podrán pactarse las condiciones de precios del Cargo de Distribución. En todo caso usuarios de características y consumos similares, podrán invocar el principio “usuario más favorecido” en el contexto de la respectiva negociación.

3.2.4. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

- A partir de la próxima vigencia del Cargo por Confiabilidad, la CREG adoptará decisiones tendientes a flexibilizar las exigencias en materia de contratación de Suministro de gas natural, como respaldo a las Obligaciones de Energía Firme de los generadores térmicos existentes a la fecha de expedición de esta norma.

Con este fin, la CREG autorizará a los generadores térmicos que cuenten con contratos de Suministro de gas natural en firme, a suscribir contratos de Suministro con firmeza condicionada, con otros Agentes Distribuidores-Comercializadores, o Comercializadores.

Dichos contratos de Suministro con firmeza condicionada, estarán definidos en los mismos términos en que fueron definidos en la Resolución CREG-095 de 2008. Es decir: *“El vendedor podrá ofrecer gas natural en firme con destino a los Agentes, donde las entregas están condicionadas al precio de bolsa de electricidad de la siguiente manera: i) se interrumpe en Condiciones Críticas; y ii) se entrega en Condiciones Críticas en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan. Los interesados en recibir el gas en estas condiciones pactarán con el vendedor los mecanismos para establecer el cumplimiento de la condición mencionada”*.

- La CREG establecerá los términos en los que desregulará totalmente el Mercado de usuarios finales del servicio, proceso de desregulación que no podrá exceder un período superior a diez (10) años, contado a partir de la expedición de la norma.

4. PROYECTOS DE NORMATIVAS

Teniendo en cuenta que para la implementación de las propuestas estructurales anteriores, se requiere incorporarlas dentro del marco normativo sectorial, a continuación se presenta para consideración de las Autoridades respectivas los textos de articulado a desarrollar identificando en cada caso el tipo de normativa (Ley, Decreto reglamentario o Resolución CREG).

4.1. PROYECTO DE LEY

Por el cual se adoptan reglas sobre el abastecimiento y regulación del gas natural y se dictan otras disposiciones

EL CONGRESO DE COLOMBIA DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- INTERCAMBIOS COMERCIALES INTERNACIONALES DE GAS NATURAL. Los Productores de gas natural podrán disponer de las reservas de este recurso energético para el intercambio comercial internacional y podrán ejecutar la infraestructura de transporte requerida siempre y cuando se garantice el abastecimiento nacional de este energético. El Gobierno Nacional establecerá los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes y teniendo en cuenta el concepto no vinculante que emita la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-. Esta entidad conceptuará dentro de los diez (10) días siguientes a recibir la solicitud. De no hacerlo, el Gobierno Nacional tomará la decisión.

El Gobierno Nacional expedirá una norma que establezca parámetros para no autorizar exportaciones, señalando además, las situaciones en las que el Gobierno pueda ordenar que se interrumpan las exportaciones previamente autorizadas. Las partes acordarán en todos los contratos las consecuencias que se deriven de esta facultad del Gobierno sin que, en ningún caso, haya lugar a indemnización por parte de la Nación.

Las importaciones de gas natural están autorizadas sin ninguna limitación diferente a los permisos y licencias que se requieren para el desarrollo de proyectos de infraestructura en el país.

ARTÍCULO 2º.- PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO. El Ministerio de Minas y Energía –MME- fijará los precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo en forma tal que refleje el precio de paridad de importación de los mismos. En un plazo máximo de seis (6) meses contados desde la expedición de la presente Ley, el Gobierno Nacional garantizará que

el sistema general de precios reconozca la realidad de los precios internacionales de estos combustibles. Los subsidios que se apliquen no podrán ser cubiertos con subsidios cruzados entre energéticos.

ARTÍCULO 3º.- SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES A USUARIOS DE GAS NATURAL.

Los subsidios que se apliquen sobre el consumo básico o de subsistencia a los usuarios finales de gas natural pertenecientes a los Estratos 1 y 2, serán determinados por el Ministerio de Minas y Energía –MME-, inicialmente como un porcentaje sobre el precio del Gas Licuado del Petróleo –GLP- incluido en el cálculo del precio de referencia definido por la CREG para el respectivo mercado. El porcentaje de subsidios en todo caso, no podrá superar un porcentaje del 50% del precio del GLP en el caso del Estrato 1 y el 40% de este mismo precio en el Estrato 2. Posteriormente se seguirá aplicando a estas tarifas la fórmula de actualización establecida en la Ley 1117 de 2006 o aquella que la modifique, complemente o derogue.

Las contribuciones que se apliquen a los consumos de los usuarios finales de gas natural pertenecientes a los Estratos 5 y 6 y a los sectores comercial e industrial, se definirán como un porcentaje sobre el precio del GLP incluido en el cálculo del precio de referencia definido por la CREG para el respectivo mercado. El porcentaje de contribución no podrá superar el actualmente vigente.

Parágrafo: El Ministerio de Minas y Energía –MME- reglamentará el porcentaje a más tardar tres (3) meses de expedición de la presente Ley y posteriormente la CREG ajustará la regulación a más tardar tres (3) meses posteriores a la reglamentación del MME.

ARTÍCULO 4º.- CREACIÓN IMPUESTO AL EXCEDENTE DE PRECIO EN EL GAS GUAJIRA. Créase un Impuesto cuyos sujetos pasivos serán las empresas que explotan actualmente gas natural en los campos de La Guajira. La base gravable estará constituida por el excedente que resulte del precio efectivo de venta de ese gas en el país y el precio regulado vigente al entrar en vigencia la presente ley, de acuerdo a las resoluciones expedidas por la CREG.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH-, por delegación del MME, constituirá un Fondo Cuenta Especial sin personería jurídica, denominado *Fondo Social de Abastecimiento de gas natural*, para la administración y manejo de los montos que se recuden por concepto del Impuesto creado. Así mismo, se constituirá un Comité Administrativo integrado por el Ministro de Minas y Energía, el Director del Departamento Nacional de Planeación y el Director de la ANH. Este Comité contará con la asesoría del Director de la UPME, sin voz, ni voto, encargado de presentar los proyectos a financiar con los recursos del Fondo.

Los recursos se utilizarán en primera instancia a la cofinanciación ya sea de gasoductos con destino a la importación de gas natural, o a instalaciones de regasificación. Se garantizará que todos los agentes interesados tengan acceso a la asignación de estos recursos en términos que garanticen la competencia en igualdad de condiciones entre ellos. Los aportes de capital que representen estos recursos estarán en cabeza de la ANH y no podrán superar el 49% del total de recursos de capital requeridos por los proyectos. En segunda instancia, y si hay excedentes para ello, estarán destinados a la cofinanciación de proyectos de almacenamiento si esto se requiere para garantizar las existencias mínimas de seguridad. Finalmente, y si hay excedentes, podrán asignarse estos recursos a la cofinanciación de proyectos tendientes a mejorar la confiabilidad de los sistemas de transporte y distribución, cuyo costo de inversión no pueda ser cubierto a través de las tarifas.

Los proyectos que pretendan tener acceso a los recursos del *Fondo*, deberán ser presentados ante la UPME para su evaluación, previa presentación ante el Comité Administrativo.

Artículo 5º FUNCIONES TRANSFERIDAS A LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS –CREG-. A partir de la vigencia de la presente ley, las funciones atribuidas al Gobierno Nacional por el artículo 16 de la Ley 401 de 1997 para fijar el orden de atención prioritaria en casos de 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, corresponden a la CREG.

ARTÍCULO 6º.- VIGENCIA Y DEROGATORIAS. La presente ley entrará en vigencia a partir de su publicación el Diario Oficial y deroga todas aquellas disposiciones legales que le sean contrarias.

4.2. PROYECTO DE DECRETO

Por el cual se precisan unas funciones del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en materia de abastecimiento nacional de gas natural y se reglamentan otras disposiciones

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

En ejercicio de las facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por los Artículos 189 Numerales 11 y 16; y el 370 de la Constitución Política, el Artículo 8 de la Ley 142 de 1994 y por el Artículo 54 de la Ley 489 de 1998

DECRETA:

Artículo 1º: FUNCIONES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.

Modifíquese los numerales 1 y 4 del artículo 3º del Decreto 070 de 2001 los cuales quedarán así:

“1). Adoptar la política nacional que garantice el abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, con recursos nacionales o importados; promoverá la exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos; en el caso de los recursos gasíferos, la exploración y explotación de los recursos gasíferos de la Nación provengan éstos de yacimientos fósiles convencionales o no convencionales, se encuentre éstos: no asociados, disueltos o asociados con petróleo o en depósitos de carbón; adoptará así mismo, con sujeción a lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994, la política general sobre generación, transmisión, interconexión, distribución de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de gas combustible; adoptará las normas técnicas para las distintas actividades, en el caso de los servicios públicos domiciliarios cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- lo solicite; adoptará lineamientos sobre 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.”

“4). Adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con el abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, con recursos nacionales o importados, 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.”

ARTÍCULO 2º.- FUNCIONES ADICIONALES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.

Adiciónese los siguientes numerales al artículo 3º del Decreto 070 de 2001:

“23) Adoptar la política de precios de los productos derivados del petróleo, con excepción del Gas Licuado del Petróleo, que en todo caso refleje la paridad con los precios de las importaciones.

24) Reglamentar lo relativo a la obligación de mantenimiento de existencias y ofertas mínimas de seguridad de gas natural ordenadas por la legislación vigente, pudiendo modificar los parámetros para su constitución.

25) Inspeccionar, a través de la ANH, el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de las existencias y ofertas mínimas de seguridad y la Reserva Estratégica de gas natural. Para tal fin, todos los participantes en el mercado de gas natural suministrarán

a la ANH y al Centro de Mercado, la información relativa a estas existencias con la periodicidad y en la forma que determine el reglamento.

26) Promover la suscripción de contratos de importación para tal fin entre agentes sectoriales domésticos y agentes sectoriales extranjeros. Podrá igualmente suscribir Convenios, Tratados, o Acuerdos con terceros países, para la importación de gas natural en estado gaseoso o líquido.”

ARTÍCULO 3º.- ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NACIONAL DE GAS. Con el propósito de garantizar el abastecimiento de la demanda nacional de gas natural se tendrán en cuenta las siguientes disposiciones para el corto, mediano y largo plazo:

a) Corto Plazo:

Para cumplir con la confiabilidad en el corto plazo, se establece la obligatoriedad de mantener *existencias mínimas de seguridad* equivalentes a cinco (5) días de la demanda nacional no termoeléctrica estimada. La demanda nacional no termoeléctrica se estimará con base en los consumos promedio mensuales de estos sectores, correspondientes a los doce (12) meses inmediatamente anteriores.

Esta obligación se distribuirá entre los Comercializadores que atiendan usuarios finales no térmicos en los diferentes sectores de consumo, a prorrata de la demanda estimada que representan.

Las *existencias mínimas de seguridad* podrán respaldarse con capacidad de almacenamiento propia o contratada, o a través de contratos de suministro en firme con productores, con cláusulas de compromiso de entrega física no condicionadas a eventos diferentes a la disponibilidad de la infraestructura de transporte asociada con la entrega.

b) Mediano Plazo:

Para cumplir con este objetivo en el mediano plazo, establecerá la obligatoriedad de contar con una *oferta mínima de seguridad* equivalente a la demanda comercial prevista por la UPME en el Plan de Abastecimiento de Gas que trata el Decreto 2687 de 2008, para el último año del quinquenio inmediatamente subsiguiente.

Para el cálculo de la *oferta mínima de seguridad* existente, se adoptará como tal, el Potencial de Producción de gas natural de los campos en explotación comercial.

Si la diferencia entre la demanda comercial prevista por la UPME y la oferta mínima de seguridad existente para atenderla resulta positiva, se publicarán los requerimientos de oferta adicional, y se delega en la CREG el diseño de una subasta de dos puntas para

la adquisición de oferta adicional de gas. Esta última podrá provenir de campos próximos a entrar en explotación comercial, o de importaciones.

La CREG definirá las condiciones de participación en la subasta de los Comercializadores que atiendan a los diferentes sectores de consumo, teniendo en cuenta el déficit de contratación de suministro que registren.

c) Largo Plazo:

Para cumplir con este objetivo en el largo plazo, a través de la ANH se promoverá la exploración y explotación de una *Reserva Estratégica* de recursos gasíferos de la Nación provengan éstos de yacimientos fósiles convencionales o no convencionales, se encuentre éstos: no-asociados, disueltos o asociados con petróleo o en depósitos de carbón.

Así mismo, de requerirse su actuación por solicitud de parte, promoverá la suscripción de contratos de importación para tal fin entre agentes sectoriales domésticos y agentes sectoriales extranjeros. Finalmente, de requerirse, tendrá la facultad de suscribir Convenios, Tratados, o Acuerdos con terceros países, para la importación de gas natural en estado gaseoso o líquido.

Parágrafo transitorio: Al final del quinto año desde la entrada en vigencia del presente acto administrativo, el mecanismo de reservas estratégicas aquí dispuesto deberá estar plenamente en marcha.

ARTÍCULO 4º.- INTEGRACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS –CREG-: Modifíquese el artículo 2º del Decreto 2474 de 1999 que modificó el Art. 71 de la Ley 142 de 1994 en los siguientes términos:

“Artículo 2º La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-, esta integrada de la siguiente manera:

- a. Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá;*
- b. Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado;*
- c. Por el Director del Departamento Nacional de Planeación o su delegado;*
- d. Por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos fijos de cuatro (4) años, pudiendo ser reelegidos y no sometidos a las reglas de la carrera administrativa.*

El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios asistirá a sus reuniones con voz pero sin voto.

El Director General de la Agencia Nacional de Hidrocarburos asistirá, sin voz ni voto, a las sesiones en que se traten asuntos relativos a la producción - comercialización de gas natural.

Por lo menos dos (2) de los expertos deberán demostrar experiencia en el sector de gas combustible. La aplicación de este requisito tendrá lugar a medida que se designen nuevos expertos.”

ARTÍCULO 5º.- FUNCIONES ADICIONALES DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS –ANH-. A partir de la vigencia del presente Decreto, la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH- tendrá las siguientes funciones adicionales:

- Estimular la exploración y explotación de los recursos gasíferos de la Nación provengan éstos de yacimientos fósiles convencionales o no convencionales, se encuentre éstos: no-asociados, disueltos o asociados con petróleo o en depósitos de carbón. Así mismo, de requerirse su actuación por solicitud de parte, promoverá la suscripción de contratos de importación para tal fin entre agentes sectoriales domésticos y agentes sectoriales extranjeros. Podrá igualmente, si fuere necesario para el abastecimiento de la demanda nacional, suscribir Convenios, Tratados, o Acuerdos con terceros países, para la importación de gas natural en estado gaseoso o líquido.
- Inspeccionar el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de las existencias y *ofertas mínimas de seguridad* de gas natural siguiendo las directrices reglamentarias vigentes.
- Emitir concepto con destino a la CREG sobre Interrumpibilidad de la Producción de gas natural, que responderá al perfil físico probable y posible de producción de los campos de gas natural.

ARTÍCULO 6º.- PROHIBICIONES A LOS PRODUCTORES DE GAS. Se prohíbe en el Mercado Primario de gas natural los acuerdos entre concesionarios para la explotación de gas natural para comercialización conjunta, compra de gas entre productores-comercializadores, auto compras por parte de productores-comercializadores, y cualquier otro tipo de acuerdos o transacciones que limiten la competencia en el suministro.

Parágrafo: La Comisión de Regulación de Energía y Gas mantendrá la facultad de evaluar condiciones excepcionales a verificar para permitir la comercialización conjunta.

ARTÍCULO 7º.- MANTENIMIENTO DE EXISTENCIAS DE GAS NATURAL. El Ministerio de Minas y Energía, a través de la ANH, inspeccionará el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de las *existencias mínimas de seguridad* gas natural para los

sectores no termoeléctricos y la oferta mínima para atender la demanda comercial. Para tal fin los agentes sectoriales deberán reportarle a esta entidad y al *Centro de Mercado*, a más tardar el primero (1º) de abril de cada año, un estado contable relativo a las existencias, compras y ventas del ejercicio anterior, expresadas en unidades físicas, acompañadas de un informe de auditoría sobre dicho estado, emitido por el auditor de cuentas del sujeto obligado.

Las *existencias mínimas de seguridad* podrán respaldarse con capacidad de almacenamiento propia o contratada, o a través de contratos de suministro en firme con productores, con cláusulas de compromiso de entrega física no condicionadas a eventos diferentes a la disponibilidad de la infraestructura de transporte asociada con la entrega.

ARTÍCULO 8º.- PARÁMETROS PARA INTERCAMBIOS INTERNACIONALES No se autorizan exportaciones cuando se presente una cualquiera de las siguientes situaciones:

- 1) Cuando el Factor R/P, calculado este Factor en los términos definidos por el Ministerio de Minas y Energía para su estimación, sea inferior o igual a siete (7) años en uno cualquiera de los siete (7) años siguientes. Con este fin y anualmente, el Factor R/P deberá calcularse para este horizonte temporal.
- 2) Cuando la Producción Disponible para Ofertar en Firme resulte inferior a la Demanda de gas natural en Firme, incluyendo en esta última la Demanda asociada con las exportaciones, para uno cualquiera de los siete (7) años siguientes.
- 3) Cuando se presenten las condiciones de interrupción de exportaciones previstas en el Decreto MME 880 de 2007, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, por medio del cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Los contratos de exportación que se suscriban a partir de la expedición de esta norma, deberán incluir cláusulas que expliciten los eventos que darán lugar a la interrupción del suministro. El Agente Exportador deberá asumir el costo de oportunidad de la interrupción de exportaciones, así como, las penalidades contractuales que se pacten por este concepto.

En uno de estos eventos, mediante acto administrativo se podrá igualmente ordenar que se interrumpan las exportaciones previamente autorizadas. Los contratos de exportación que se suscriban a partir de la expedición de esta norma, deberán incluir cláusulas que expliciten los eventos que darán lugar a la interrupción del suministro.

El Agente Exportador deberá asumir el costo de oportunidad de la interrupción de exportaciones, así como, las penalidades contractuales que se pacten por este concepto.

Las importaciones de gas natural están autorizadas sin ninguna limitación diferente a los permisos y licencias que se requieren para el desarrollo de proyectos de infraestructura en el país.

El libre acceso a las instalaciones asociadas con las importaciones es potestad del Agente Importador y no están sujetas a las normas que sobre la materia aplican para los restantes Agentes Sectoriales, así como, a normas de control de precios. Podrán ser Agentes Importadores todos aquellos que desarrollen actividades de Comercialización, sea ésta desarrollada en forma independientemente o conjunta con otras actividades sectoriales. Así mismo, podrán ser Agentes Importadores cualquier usuario final del servicio, debiéndose constituir en Comercializador si pretende enajenarle gas a terceros.

ARTÍCULO 9º.- CREACIÓN CENTRO DE MERCADO DE GAS NATURAL. Se autoriza la creación del *Centro de Mercado* de gas natural cuyo objeto será el de recolectar información operativa y comercial de corto, mediano y largo plazo, y administrar las transacciones en los mercados primarios y secundarios de suministro y transporte de gas natural.

El *Centro de Mercado* será administrado por una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios –ESP- y tendrá delegación de los agentes para el manejo de la información y las transacciones. La empresa podrá igualmente prestar otros servicios complementarios, que no serán objeto de regulación. La CREG definirá la remuneración base del *Centro de Mercado* que se constituya, en lo que haga referencia a las actividades que desarrolle el mismo y que sean objeto de regulación.

El *Centro de Mercado* se desarrollará acorde con las necesidades del mercado, por lo que en su implementación concentrará principalmente esfuerzos para la administración centralizada de la información de Suministro y Transporte de Corto y Mediano plazo de los Mercados Primario y Secundario. En fase posterior se constituirá en facilitador de transacciones entre los agentes del mercado, según la evolución que presente la dinámica del mercado y de acuerdo con los lineamientos que establezca la CREG.

La Empresa no tendrá aportes de capital de la Nación pero sí las empresas en las que tiene participación accionaria.

Si alguno o algunos de los accionistas fuere una de las empresas que participan en el mercado de gas natural, ninguna de ellas podrá tener control sobre la misma, en los términos de la Ley 222 de 1995.

La Junta Directiva estará integrada, mayoritariamente, por directores independientes de cualquiera de los agentes del mercado de gas natural.

ARTÍCULO 10º.- FUNCIONES DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL –CNOG-. Modifíquese el Art. 2º del Decreto 1175 de 1999 así:

“Artículo 2º: El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOG, creado por la Ley 401 de 1997, cumplirá las siguientes funciones:

- *Cuerpo asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-, para lo cual emitirá conceptos sobre proyectos de Resolución relativas al Reglamento Único de Transporte –RUT-, previa consulta de la CREG.*
- *Acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del mercado de gas natural sea segura, confiable y económica.*

Parágrafo 1º: Los agentes del mercado de gas natural están obligados a cumplir las regulaciones expedidas por la CREG y los Acuerdos adoptados por el Consejo Nacional de Operación de Gas –CNOG-.

Parágrafo 2º: Las decisiones del Consejo Nacional de Operación de Gas –CNOG- podrán ser recurridas ante la CREG.

ARTÍCULO 11º.- INTEGRACIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS –CNOG-. Adiciónese el siguiente artículo en el Decreto 1175 de 1999:

“Artículo nuevo: INTEGRACIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS –CNOG-. El Consejo Nacional de Operación de Gas –CNOG- estará conformado así: Los dos (2) representantes de las mayores compañías productoras o importadoras de gas natural, según volúmenes anuales; un (1) representante elegido por votación entre los demás productores; por los (3) representantes de los mayores remitentes no termoeléctricos según consumo anual, por los dos (2) representantes de los mayores generadores termoeléctricos a gas según consumo anual, el representante del Administrador y Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y el Director del Centro de Mercado de Gas.

Igualmente, tendrán asiento en el Consejo Nacional de Operación de Gas –CNOG- los representantes de los sistemas de transporte de gas natural que tengan capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

El Consejo Nacional de Operación de Gas –CNOG- tendrá un Secretario Técnico cuyos requisitos serán los mismos exigidos para ser experto de la CREG con experiencia en gas natural. El Secretario Técnico participará en las reuniones del Consejo con voz y sin voto.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- garantizará la coherencia funcional del Centro de Mercado de Gas y el CNOG.

Parágrafo: El Administrador y Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y el Director del Centro de Mercado participarán con voz pero sin voto.”

ARTÍCULO 12º.- COMITÉ DE COORDINACIÓN GAS-ELECTRICIDAD. Para una adecuada cooperación entre las operaciones de gas natural en relación con la generación de electricidad, los Agentes involucrados conformarán un *Comité de Coordinación* en el cual participarán los Secretarios Técnicos de los respectivos Consejos Nacionales de Operación Eléctrico y de Gas, además de los agentes que el reglamento establezca.

ARTÍCULO 13º.- VIGENCIA Y DEROGATORIAS. El presente Decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias, en particular se deroga el artículo 6º del Decreto 2474 de 1999.

4.3. PROYECTOS DE RESOLUCIONES CREG

a) PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG

Por la cual se establecen los criterios generales para la regulación, comercialización y nuevas actividades para el servicio público domiciliario de gas combustible

La Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESUELVE:

Artículo 1º.- Ámbito de aplicación. La presente Resolución se aplica a los Productores-Comercializadores y a los Comercializadores de gas natural, incluidos los importadores.

Artículo 2º.- Definiciones.

Agente Importador. Comercializador o Gran Usuario (o Usuario No Regulado) de gas natural que adiciona la Oferta Total de Gas Natural con importaciones. Un Gran Usuario (o Usuario No Regulado) que pretenda suministrar gas natural a terceros, deberá constituirse como Comercializador.

Interrumpibilidad de la Producción de Gas Natural: Condiciones contractuales por las cuales se interrumpe el suministro de gas que responde al Perfil Físico probable y posible de producción de los campos de Gas Natural.

Productores o Comercializadores Marginales, incluidos los Importadores. Son los agentes que controlen menos del 25% de la Oferta Total de Gas Natural medida con base anual.

Artículo 3º.- Límites a la comercialización de gas natural:

La Comisión impondrá límites a la libertad de comercializar gas natural solo en situaciones en que la oferta de gas natural disponible sea inferior a la demanda por el mismo. Para tal fin, se tomará la información disponible por la UPME.

Artículo 4º.- Libertad en el Mercado Secundario: Las operaciones en el Mercado Secundario de Gas Natural son libres.

Artículo 5º.- Reglas sobre las actividades de almacenamiento de gas natural: Las actividades de Almacenamiento, Parqueo y *Loan*, no estarán sometidas a regulación económica en cuanto a precios o cantidades.

Todos los Agentes y los usuarios finales podrán desarrollar y explotar instalaciones de almacenamiento. En el caso de usuarios que pretendan enajenar a terceros gas natural almacenado o capacidad de almacenamiento deberán constituirse como Empresa de Servicios Públicos, E.S.P.

El aprovechamiento de los sistemas de almacenamiento subterráneo en formaciones salinas, rocas porosas (yacimientos de hidrocarburos agotados, o acuíferos), podrá utilizarse cuando el Ministerio de Minas y Energía reglamente las condiciones y términos en que los interesados podrán acceder a estos recursos.

Los Transportadores podrán ejercer las actividades de Parqueo y *Loan*,

Artículo 6º.- Reglas sobre importación: Los Importadores tendrán libre acceso a todas las instalaciones asociadas y necesarias con el desarrollo de su actividad, pagando los cargos por acceso y uso que tenga establecidos la Comisión.

Artículo 7º.- Libertad de precios para GNV y gas como materia prima: Los Precios del gas natural con destino a las Estaciones de Gas Natural Comprimido Vehicular – GNCV- y a su consumo como materia prima, no serán objeto de regulación de precios.

Artículo 8º.- VIGENCIA Y DEROGATORIAS. La presente Resolución rige desde su publicación en el Diario Oficial y deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias.

b) PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG

Por la cual se establece el régimen de libertad de precios boca de pozo de gas natural, conforme lo establece la Ley XXXX de 2009

La Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESUELVE:

Artículo 1o.- Régimen de Libertad de precios de gas natural. Los precios de gas natural que vendan los productores a usuarios del servicio público domiciliario son libres.

Conforme la Ley XXXX de 2009, se establece la liberación para los precios del 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.

En regulación posterior, la Comisión establecerá la forma de cálculo del excedente que resulte de la liberación de precios para dichos productores que se constituye en la base gravable del impuesto creado en la Ley XXXX de 2009. De igual forma se establecerán incentivos a los Productores – Comercializadores para la adecuada promoción comercial de la producción en los campos de la Guajira.

Artículo 2º.- VIGENCIA Y DEROGATORIAS. La presente Resolución rige desde su publicación en el Diario Oficial y deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias.

c) PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG

Por la cual se regula el Centro de Mercado de gas natural

La Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESUELVE:

Artículo 1o.- Funciones mínimas para el Estatuto del Centro de Mercado

La Comisión aprobará las funciones, organización y reglamentación del *Centro de Mercado* creado mediante el Decreto XXXX de 2009 o aquel que lo modifique, sustituya o modifique, que presente la Sociedad administradora como Reglamento o Estatuto, para lo cual se tendrán en cuenta las siguientes funciones mínimas para dicha Sociedad:

- a) Organizar el mercado para la más transparente negociación de contratos de compraventa de contado o a término de gas natural y de capacidad de transporte

de gas natural, así como, contratos derivados sobre los mismos activos, tales como futuros, opciones y otros sobre gas natural y derechos de transporte;

- b) Fijar los requisitos y condiciones que deben cumplir los agentes, sean personas físicas o jurídicas, que estarán habilitados a realizar operaciones comerciales por sí o por terceros, para ser autorizados a desempeñarse como tales, y otorgar las licencias correspondientes para operar en el Mercado;
- c) Dictar las normas para el ejercicio de las funciones de los agentes; establecer los libros, registros y documentos que han de utilizar, así como, fiscalizar su cumplimiento;
- d) Establecer los requisitos y especificaciones que deben reunir los contratos en los que intervengan los agentes; el reglamento que regirá las transacciones comerciales que se realicen en el Mercado; el régimen disciplinario al que se sujetan los agentes y demás operadores que eventualmente se incorporen al mercado; y el código de ética relativo a su conducta, para con esta sociedad, sus comitentes y terceros;
- e) Efectuar la compensación y liquidación de las transacciones realizadas por los agentes y registrar las posiciones, por sí misma o a través de la contratación de un ente compensador nacional o extranjero;
- f) Establecer un régimen adecuado para asegurar la veracidad y registro de las operaciones que realicen los agentes;
- g) Dictar las normas que establezcan en qué casos y bajo qué condiciones se garantizará el cumplimiento de las operaciones que se realicen y registren;
- h) Establecer los derechos que percibirán los agentes por su intervención en las distintas clases de operaciones y los que percibirá la Sociedad;
- i) Adoptar las normas y medidas necesarias para asegurar el mayor orden, eficiencia, continuidad, transparencia, funcionamiento en tiempo real y liquidez que sea factible alcanzar en las contrataciones;
- j) Compilar y publicitar en forma detallada y sin demora: i) la información y estadística de las operaciones realizadas en su ámbito, y sus precios; y ii) la información que haya recibido de los sujetos obligados, relativa al despacho o transporte de gas, provista conforme a la normativa aplicable; y
- k) Difundir la actividad vinculada con la operación del Mercado, proveyendo información pública y transparente.

A tal fin, la Sociedad tendrá plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer los actos que no sean prohibidos por la normatividad vigente.

Artículo 2º.- VIGENCIA Y DEROGATORIAS. La presente Resolución rige desde su publicación en el Diario Oficial y deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias.

ANEXO

**PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR EN FIRME Y
PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR INTERRUMPIBLE**

La siguiente información fue presentada como resultado de la solicitud en el Decreto 2687 de 2008, arts. 9º y 10º para los años 2008 a 2018:

MBTUD	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GUAJIRA											
PDOF	-	62.25	61.21	163.18	196.14	193.63	-	-	-	-	-
PDOI	9.23	-	-	-	92.66	112.88	271.67	230.45	197.14	148.33	108.46
PDO Estado	(126.46)	(137.27)	(102.96)	(46.98)	136.36	124.66	112.56	97.73	84.92	73.28	(2.97)
CUSIANA											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	1.04	14.04	7.80	14.43	174.59	184.26	184.26	187.46	184.22	181.24	181.24
PDO Estado	(43.27)	(16.75)	(10.47)	(7.94)	50.12	50.07	50.07	46.87	46.06	45.31	45.31
PIEDEMONTE											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	3.24	3.24	3.48	3.48	5.28	5.28	5.28	5.28	1.92	1.92	3.72
PDO Estado	(7.32)	(7.96)	(8.07)	(8.07)	(3.21)	(3.21)	(3.21)	(3.21)	(2.54)	(2.34)	(1.94)
MONTAÑUELO											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	2.06	1.23	0.73	0.40	0.19	0.05	-	0.11	0.07	0.05	0.03
PDO Estado	0.78	0.57	0.45	0.37	0.31	0.28	(0.04)	0.03	0.02	0.01	0.01
ARIANNA											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(0.10)	(0.46)	(0.89)	(1.35)	(1.36)	(1.33)	(1.32)	(1.30)	(1.29)	(1.28)	-
OPÓN											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(0.62)	(0.44)	(0.31)	(0.22)	(0.16)	(0.11)	(0.08)	(0.06)	(0.04)	(0.03)	(0.02)
CERRITO											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	0.44	0.43	0.40	0.32	0.28	0.24	0.20	0.18	0.16	0.14	0.12
PDO Estado	0.11	0.11	0.10	0.08	0.07	0.06	0.05	0.04	0.04	0.04	0.03
ABANICO											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	1.44	1.15	0.76	0.69	0.59	0.52	0.43	0.37	0.33	0.28	0.24

MBTUD	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PDO Estado	0.36	0.29	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.09	0.08	0.07	0.06
LISAMA											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(2.22)	(2.34)	(2.10)	(1.89)	(1.72)	(1.57)	(1.44)	(1.32)	(1.21)	(1.11)	(1.03)
PROVINCIA											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(0.43)	(0.66)	(1.87)	(1.61)	(1.39)	(1.19)	(1.03)	(0.89)	(0.77)	(0.66)	(0.58)
YARUGUÍ Y CANTAGALLO											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(0.86)	(0.77)	(0.68)	(0.62)	(0.58)	(0.46)	(0.38)	(0.33)	(0.28)	(0.25)	(0.21)
GALA Y LLANITO											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(0.25)	(0.24)	(0.22)	(0.19)	(0.16)	(0.14)	(0.12)	(0.11)	(0.10)	(0.09)	(0.08)
CIRA INFANTAS											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(0.41)	(0.55)	(0.70)	(0.80)	(0.88)	(0.82)	(0.76)	(0.69)	(0.63)	(0.58)	(0.53)
GIBRALTAR											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	-	(0.55)	(6.60)	(6.60)	(6.60)	(6.60)	(6.60)	(6.60)	(6.60)	(6.60)	(6.60)
TOQUI - TOQUI											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	0.61	1.33	1.32	1.29	1.26	1.23	1.19	1.15	1.11	1.07	1.03
PDO Estado	0.63	0.76	0.68	0.62	0.57	0.53	0.49	0.45	0.42	0.40	0.40
MANÁ											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	0.10	0.46	0.34	0.25	0.17	0.11	0.06	0.03	0.00	-	-
PDO Estado	0.54	0.61	0.45	0.34	0.27	0.22	0.18	0.15	0.12	(0.02)	(0.03)
PAYOA											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(3.90)	(6.74)	(6.49)	(5.70)	(5.20)	(4.61)	(4.38)	(3.91)	(3.44)	(3.03)	(2.73)
DON PEDRO Y MONSERRATE											

MBTUD	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	1.70	8.38	7.33	6.41	5.06	3.75	3.42	3.12	2.83	2.58	2.35
PDO Estado	0.52	0.97	0.50	0.44	0.35	0.26	0.23	0.21	0.19	0.18	0.16
GUEPAJÉ											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO Estado	(0.61)	(0.57)	(0.51)	(0.46)	(0.41)	(0.37)	(0.33)	(0.29)	(0.26)	-	-
LA CRECIENTE											
PDOF	5.89	3.26	48.00	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	48.00	45.33	18.67	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
PDO Estado	11.05	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Total PDOF	5.89	65.51	109.21	163.18	196.14	193.63	-	-	-	-	-
Total PDOI	19.85	30.26	22.15	75.27	325.41	326.98	514.51	476.14	435.78	383.61	345.19