

DECRETO 2730 DE 2010

(julio 29)

D.O. 47.785, julio 29 de 2010

por el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

Nota 1: Derogado por el Decreto 2100 de 2011, artículo 33.

Nota 2: Modificado por el Decreto 2807 de 2010.

El Presidente de la República, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las previstas en los artículos 189 numeral 11, 334 y 370 de la [Constitución Política](#) y de conformidad con la Ley 142 de 1994, en especial los artículos 2°, 3° y 8°, y

CONSIDERANDO:

Que conforme al artículo 2° de la [Constitución Política](#), son fines esenciales del Estado: servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución.

Que el artículo 365 *Ibídem* establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1°, 2° y 4° de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos domiciliarios esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la

calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que el artículo 8.2 de la Ley 142 de 1994 establece que es competencia privativa de la Nación asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.

Que el artículo 39.4 de la Ley 142 de 1994 define que en el contexto de un contrato de acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos, se debe asumir el pago de una remuneración o de un peaje razonable y si las partes no convienen los términos del mismo, la Comisión de Regulación puede imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quien tenga el uso del bien.

Que el artículo 68 de la Ley 142 de 1994 establece que es competencia del Presidente de la República señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, que le encomienda el artículo 370 de la [Constitución Política](#), por medio de las Comisiones de Regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas y que, en caso contrario, el Presidente ejercerá las funciones que dicha ley le atribuye a las Comisiones.

Que de conformidad con el numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible (CREG) regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

Que el artículo 59 de la Ley 812 de 2003, vigente por disposición del artículo 160 de la Ley 1151 de 2007, al referirse a los intercambios comerciales internacionales de gas natural, faculta al Gobierno Nacional para que establezca los límites o instrumentos que garanticen

el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes.

Que el Decreto 2687 de 2008 estableció que, para efectos de la exportación de gas natural y con el objeto de garantizar el abastecimiento nacional de este, los Productores-

Comercializadores de gas natural sólo podrán disponer libremente de las Reservas Probadas cuando el Factor R/P de Referencia sea mayor a siete (7) años.

Que la UPME ha identificado posibles faltantes en el suministro de gas natural entre el año 2015 y el año 2017, según escenarios factibles de reservas disponibles y demanda de gas natural y, por ende, se hace necesario adoptar medidas en orden a garantizar el abastecimiento pleno de la demanda de gas en el país a futuro.

Que los hidrocarburos no convencionales tienen características particulares en su proceso de exploración y explotación que requieren de esquemas comerciales diferentes a los establecidos para los hidrocarburos provenientes de reservorios convencionales.

Que la reformulación de la política sectorial y la adopción de acciones, es imperativa para garantizar la sostenibilidad del sector en el largo plazo.

Que en cumplimiento de lo previsto en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009 el proyecto de decreto fue sometido a consideración de la Superintendencia de Industria y Comercio, la cual mediante comunicación Radicado 10-85621-20 del 26 de julio de 2010 formuló sus comentarios al respecto.

Que analizados dichos comentarios se acogen, exceptuando el relativo a la definición de los criterios de eficiencia técnica y económica que se utilizarán para establecer la remuneración de la inversión en activos de transporte, así como los motivos que darán lugar a la aplicación de reglas diferenciales, en la medida que esta es de competencia legal de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), conforme a lo previsto en el numeral 73.3 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994.

DECRETA:

CAPÍTULO I

Definiciones

Artículo 1°. Definiciones. Para interpretar y aplicar el presente decreto se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Acceso abierto o libre acceso. Asignación de capacidad disponible de gasoductos, sistemas de almacenamiento, e instalaciones de importación.

Agentes. Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales inherentes a la prestación del servicio de gas, comenzando desde la producción y pasando por los Sistemas de Transporte y Distribución hasta alcanzar el Punto de Salida de un Usuario. Son Agentes los Productores-Comercializadores, los Operadores de Plantas de Regasificación, los Almacenadores, los Importadores, los Exportadores, los Comercializadores, los Comercializadores de GNCV, los Transportadores, los Distribuidores y los Usuarios No Regulados.

Agente almacenador. Agente que presta el Servicio de Almacenamiento a través de un Sistema de Almacenamiento.

Agente comercializador. Persona jurídica cuya actividad es la comercialización de gas natural. Puede o no, ejercer esta actividad conjuntamente con las actividades de Producción, Importación, Exportación o Distribución.

Agente exportador. Es un Comercializador o un Remitente que exporta gas natural.

Agente importador. Es un Comercializador o un Remitente que importa gas natural. Si es el propietario y/u operador de la instalación de importación, se le aplican en el Punto de

Entrada al Sistema Nacional de Transporte, todas las disposiciones previstas en la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Almacenamiento. Actividad consistente en recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando el gas sea mantenido en instalaciones fijas distintas a los ductos.

Capacidad efectiva neta. Máxima cantidad de potencia neta que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.

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

Capacidad interrumpible. Capacidad de Transporte contratada que de acuerdo con los contratos suscritos prevé y permite interrupciones por parte del Transportador mediante el correspondiente aviso al Remitente.

Capacidad máxima del gasoducto. Capacidad máxima de transporte diario de un gasoducto definida por el Transportador, calculada con modelos de dinámica de flujo de gas utilizando una presión de entrada de 1.200 psig, las presiones para los diferentes puntos de salida del mismo y los parámetros específicos del fluido y del gasoducto.

Definición adicionada por el Decreto 2807 de 2010, artículo 1º. Capacidad Máxima de Producción de Gas Natural Disponible para la Venta. Pronóstico de la cantidad de producción máxima de gas natural que se espera obtener en un día, calculada por el productor—comercializador con modelos de simulación propios de la industria petrolera, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación del campo, avaladas por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, que deberá ser actualizada por el productor-comercializador si resulta modificada. El Ministerio de Minas y Energía reglamentará los procedimientos de actualización sobre el particular”

Cargo por confiabilidad. Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad), que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

Definición modificada por el Decreto 2807 de 2010, artículo 2º. Cargos Regulados por Servicio de Transporte. Conjunto de cargos para recuperar los costos de inversión, la rentabilidad reconocida sobre el capital y los gastos de administración, operación y mantenimiento aplicables al servicio de transporte de gas natural que la Comisión de Regulación de Energía y Gas someta al régimen de libertad regulada.

Texto inicial de la definición: “Cargos regulados por servicio de transporte. Conjunto de cargos de transporte que permiten recuperar los costos de inversión, incluyendo la rentabilidad reconocida sobre el capital, los gastos de administración, operación y mantenimiento y otros ingresos que puedan derivarse de la prestación por parte del Transportador de servicios complementarios.”.

Centro de distribución (HUB). Puede ser un punto de transferencia física de gas natural y de capacidad de transporte de gas, donde confluyen varios gasoductos y otras infraestructuras que permiten redireccionar volúmenes de gas de un punto a otro. Puede ser un punto virtual en el sistema de gasoductos que permite la competencia gas-gas entre varias regiones o zonas. Un HUB puede ser descrito como un centro de distribución entre las actividades aguas arriba y aguas abajo de la cadena de prestación del servicio.

Comercialización conjunta. Cuando los socios de un campo productor o de un contrato de

asociación comercializan el gas natural producido conjuntamente, de manera que exista un solo vendedor de gas natural del campo o del contrato.

Almacenamiento estratégico de gas natural. Existencias o inventarios de gas natural disponibles en todo momento. Dichas existencias se pueden mantener en uno cualquiera de los Sistemas de Almacenamiento de que trata el presente decreto.

Factor de utilización. En lo referente a plantas y/o unidades de generación eléctrica, el Factor de Utilización es la relación entre el despacho promedio de la planta y su capacidad instalada, medida sobre el mismo período de tiempo.

Gas Natural Comprimido (GNC). Gas Natural almacenado a altas presiones. Este Gas Natural es principalmente metano, que al tener un alto índice de hidrógeno por carbono produce menos CO₂ por unidad de energía entregada, en comparación con otros hidrocarburos más pesados (con más átomos de carbono y un menor ratio H/C).

Gas natural de propiedad del Estado proveniente de regalías y de las participaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Es el que recibe el Estado a título de regalía y/o como participación en la propiedad del recurso en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Gas Natural Licuado (GNL). Gas Natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. El Gas Natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a bajas temperaturas donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural. Persona Jurídica responsable de la gestión técnica del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. Tiene por objeto propender por la continuidad y seguridad del suministro, el correcto funcionamiento técnico del sistema de gas, el correcto funcionamiento del mercado mayorista de gas y la coordinación entre los sujetos que gestionan o hacen uso del sistema de gas, bajo los

principios de transparencia, objetividad e independencia.

Mercado regulado. Mercado conformado por pequeños consumidores de gas natural, definidos estos últimos en la actualidad, según Resolución CREG-057 de 1996, como: consumidor de menos de 100.000 PCD o su equivalente en m³.

Para efectos de aplicar las disposiciones establecidas en el presente decreto, esta definición se mantendrá.

Mercado no regulado. Mercado conformado por los Usuarios No Regulados de gas natural o Grandes Consumidores de gas natural, definidos estos últimos en la actualidad como los consumidores de más de 100.000 PCD, medida la demanda de conformidad con lo establecido en el artículo 77 de la Resolución CREG-057 de 1996. Para efectos de aplicar las disposiciones establecidas en el presente decreto, esta definición se mantendrá.

Mercado relevante de distribución. Conjunto de usuarios pertenecientes a un municipio o a un grupo de municipios, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece cargos por uso del Sistema de Distribución al cual están conectados.

Mercado de desvíos. Mercado ocasional entendido como el conjunto de intercambios que resultan de los excedentes o faltantes de gas natural comprometido en contratos. Permite la fijación de precios para los servicios de desvíos que presta el Transportador.

Mercado secundario. Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los Remitentes o Agentes con derechos de Suministro de Gas o con Capacidad Disponible pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

Mercado Spot. Mercado ocasional entendido como el conjunto de intercambios de corto plazo que realizan los agentes del mercado de manera anónima.

Obligación de energía firme. Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica.

Planta de regasificación. Instalación que permite recibir por vía marítima y almacenar gas natural en estado líquido (GNL) y posteriormente regasificarlo, es decir, devolverlo al estado gaseoso de modo que pueda circular por la red de gasoductos y ser distribuido a los consumidores.

Producción disponible para ofertar. Son las cantidades diarias de gas natural que un campo determinado, o una instalación de importación, produce o puede llegar a producir, y que no se encuentran comprometidas contractualmente bajo modalidad firme o interrumpible. Esta Producción debe ser actualizada anualmente ante el Ministerio de Minas y Energía.

Productor. Es quien extrae o produce gas natural conforme a la legislación vigente. Cuando el Productor vende gas a un Agente diferente del asociado es un Comercializador.

Definición modificada por el Decreto 2807 de 2010, artículo 2º. Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte. Corresponderá a la definición de Punto de Entrada contenida en el Reglamento Único de Transporte que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Texto inicial de la definición: “Punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte. Punto en el cual los productores-comercializadores o el Importador, según el caso, entrega físicamente Gas Natural al Sistema Nacional de Transporte y el Transportador asume la custodia del gas. El Punto de Entrada incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.”.

Definición modificada por el Decreto 2807 de 2010, artículo 2º. Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte. Corresponderá a la definición de Punto de Salida contenida en el Reglamento Único de Transporte que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Texto inicial de la definición: “Puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte. Punto en el cual el Remitente toma el Gas Natural del Sistema Nacional de Transporte y cesa la custodia del gas por parte del Transportador. El Punto de Salida incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.”.

Reservas probadas. Son las cantidades de gas natural que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima con razonable certeza que podrán ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales existentes en el momento del estimativo. Pueden clasificarse en Reservas Probadas Desarrolladas y Reservas Probadas No Desarrolladas. En general, las acumulaciones de gas natural en cantidades determinadas se consideran Reservas Probadas a partir de la declaración de comercialidad.

Remitente. Persona natural o jurídica con la cual un Transportador ha celebrado un Contrato para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural.

Sector termoeléctrico. Plantas y/o unidades de generación que usan como fuente primaria de generación el gas natural. Pueden tener dualidad tecnológica Gas Natural/ Combustibles Líquidos, Gas Natural/Carbón.

Servicio de almacenamiento. Comprende la recepción de gas en un punto de un Sistema de Almacenamiento y la entrega, en uno o varios actos, de una cantidad similar en el mismo punto o en otro contiguo del mismo Sistema.

Servicio de almacenamiento en plantas de regasificación. Servicios que presta el Operador

de la Planta de Regasificación, incluyendo la recepción de GNL en un Punto de Recepción, el almacenamiento y vaporización de GNL y la entrega de una cantidad equivalente de Gas Natural (menos el Gas para la Operación del Sistema) en el Punto de Entrega, ya sea en Base Firme o en Base Interrumpible.

Servicio de almacenamiento en base firme en plantas de regasificación. Es la modalidad del Servicio de Almacenamiento que no se encuentra sujeta a restricciones, reducciones e interrupciones, salvo: fuerza mayor o caso fortuito; fallas en las instalaciones del usuario o mala operación de estas; trabajos necesarios para el mantenimiento, ampliación o modificación del Sistema de Almacenamiento, o incumplimiento del usuario de sus obligaciones contractuales.

Servicio de almacenamiento en base interrumpible en plantas de regasificación. Es la modalidad del Servicio de Almacenamiento sujeta a restricciones, reducciones e interrupciones por la prestación del Servicio de Almacenamiento en Base Firme.

Sistema de almacenamiento en plantas de regasificación. Instalaciones Marinas y los brazos de descarga, los tanques, vaporizadores, ductos, compresores, reguladores, medidores y demás equipos para la prestación del Servicio de Almacenamiento. Excepto por las Instalaciones Marinas, el Sistema no se extenderá aguas arriba del Punto de Recepción o aguas abajo del Punto de Entrega.

Sistema de almacenamiento. Sistema de almacenamiento de gas natural en formaciones salinas, rocas porosas y minas abandonadas. Los sistemas de rocas porosas pueden ser yacimientos de hidrocarburos agotados o bien acuíferos. También constituyen Sistemas de Almacenamiento las Plantas de Regasificación, las Plantas de Licuefacción y las Plantas Satélites o Peak Shaving.

Sistemas de distribución. Es el conjunto de gasoductos que transportan gas combustible desde una Estación Reguladora de Puerta de Ciudad o desde otro Sistema de Distribución

hasta el punto de derivación de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su conexión y medición.

Sistema de transporte de gas de la Costa Atlántica. Está compuesto por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de La Guajira, Córdoba, Sucre y otros existentes en la región de la Costa Caribe con las puertas de ciudad localizadas en Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Sincelejo y Montería incluyendo las conexiones de otros campos y los subsistemas que se conecten a esta troncal.

Sistema de transporte de Gas del Interior. Se entiende genéricamente que está conformado por el Sistema de Transporte de Gas Natural del Centro (compuesto por la troncal que hace la conexión de los campos de gas natural de La Guajira con la puerta de ciudad de Barrancabermeja (Santander) y los subsistemas y ramales que se conecten a esta troncal); el Sistema de Transporte de Gas Natural del Interior propiamente dicho (compuesto por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de Casanare, Meta, Huila, Santander y otros existentes en el interior del país con las puertas de ciudad definidas en el artículo 53 de la Resolución CREG-057 de 1996 y los subsistemas que se conecten a esta troncal); y el Sistema de Transporte de Gas Natural del Sur (compuesto por el sistema troncal que vincula los campos de gas de Neiva con la puerta de ciudad de Pitalito (Huila) y los subsistemas que se conecten a esta troncal).

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

Suministro modalidad en firme. Suministro de Gas Natural que se presta de manera continua, salvo condiciones eximentes predefinidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Suministro modalidad interrumpible. Suministro de Gas Natural que se presta de manera continua, salvo condiciones eximentes y salvo un tope máximo de días-año de interrupción, definido este último por el productor-comercializador o el importador, según el caso.

Suministro modalidad interrumpible ocasional. Suministro de Gas Natural cuya compraventa se realiza en el mercado spot o en el mercado de desvíos. En el marco del presente decreto se le da también esta denominación al suministro bajo contratos interrumpibles del lado del comprador con destino a instalaciones de Almacenamiento Subterráneo o Almacenamiento en Plantas Satélites.

Vida útil normativa. Período de tiempo fijado en 20 años, según la regulación vigente. La Vida Útil Normativa es definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Yacimiento convencional de gas. Yacimientos donde se presentan acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Estos yacimientos presentan buenas porosidades y moderadas a buenas permeabilidades.

Yacimiento no convencional de gas. Yacimientos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Los Yacimientos No Convencionales típicos incluyen las arenas compactas de gas, carbonatos compactos, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas y gas de lutitas. Entre estos gases se suelen incluir:

- i) Los gases extraídos de arenas de baja permeabilidad o gas en arenas compactas (tight sands);
- ii) Los gases presentes en arcillas bituminosas o gas en esquistos (gas shales); y

iii) El gas metano en depósitos de carbón (coalbed natural gas, coalbed gas methane o natural gas in coal).

CAPÍTULO II

Del abastecimiento de gas natural

Artículo 2º. Inciso 1º modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 4º. Comercialización de la Producción Disponible para Ofertar – Campos de Gas con Capacidad de Producción igual o superior a 50 MPCD e Importaciones. Con la periodicidad que defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y en las fechas que establezca, los productores-comercializadores de gas natural de Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD y los importadores de gas con destino al abastecimiento de la demanda interna de usuarios regulados, que determinen que cuentan o puedan llegar a contar con capacidad de producción o importación disponible para ofertar, previa declaración ante el Ministerio de Minas y Energía y ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), podrán ofrecerla para la venta a través de subastas simultáneas referidas a los Centros de Distribución de que trata el artículo 10 del presente Decreto.

Texto inicial del inciso 1º.: “Comercialización de la producción disponible para ofertar- campos de gas con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD e importaciones. Con la periodicidad que defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y en las fechas que establezca, los productores-comercializadores de gas natural de Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD y los importadores, que determinen que cuentan o puedan llegar a contar con capacidad de producción o importación disponible para ofertar, previa declaración ante el Ministerio de Minas y Energía y ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), deberán ofrecerla para la venta a través de subastas simultáneas referidas a los Centros de Distribución de que trata el artículo 10 del presente decreto.”.

La CREG diseñará las subastas en un término no superior a noventa (90) días hábiles siguientes, contados a partir de la fecha de expedición de este decreto.

El diseño de la subasta tendrá en cuenta los siguientes criterios y lineamientos:

a) Campos de gas con precio libre e importaciones. En la subasta los productores de gas natural y los importadores, deberán ofrecer tanto las cantidades disponibles con que cuentan o puedan llegar a contar para ofrecer suministro bajo modalidad en firme, como las cantidades disponibles con que cuentan o puedan llegar a contar para ofrecer suministro bajo modalidad interrumpible.

En la subasta simultánea de los dos bienes, el precio de las cantidades ofrecidas bajo modalidad interrumpible, se subordina al precio de las cantidades ofrecidas bajo modalidad en firme, mediante la siguiente relación:

$$\text{Precio Gas Interrumpible} = \alpha \times \text{Precio de Gas Firme}$$

Los Factores α aplicables a la subasta de cada productor-comercializador o importador serán definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el día previo a la realización de la subasta y estarán sujetos a la siguiente restricción: $0.5 < \alpha < 1.0$.

Así mismo, los Factores α deberán guardar proporcionalidad con la relación que se obtenga de aplicar la siguiente expresión:

$$\frac{\text{Cantidad Disponible}}{\text{Oferta en Firme}} / \frac{\text{Cantidad Disponible}}{\text{Oferta Interrumpible}}$$

y guardarán proporcionalidad inversa con el tope máximo de días-año previsto para el suministro bajo modalidad interrumpible.

b) Campos de Gas con Precio Regulado. En la subasta los productores-comercializadores de gas natural deberán ofrecer tanto las cantidades disponibles con que cuentan o puedan

llegar a contar para ofrecer suministro bajo modalidad en firme, como las cantidades disponibles con que cuentan o puedan llegar a contar para ofrecer suministro bajo modalidad interrumpible.

En la subasta simultánea de los dos bienes, el precio de las cantidades ofrecidas bajo modalidad interrumpible, se subordina al precio de las cantidades ofrecidas bajo modalidad en firme, mediante la siguiente relación:

$$\text{Precio Gas Firme} = \text{Precio Regulado}$$

$$\text{Precio Gas Interrumpible} = \alpha \times \text{Precio de Gas Firme}$$

El productor que vaya a comercializar gas proveniente de estos campos, puede establecer un Precio de Gas en Firme inferior al Precio Regulado, si así lo decide por condiciones del mercado.

Los Factores α aplicables a la subasta de cada productor-comercializador serán definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el día previo a la realización de la subasta y estarán sujetos a la siguiente restricción: $0.5 < \alpha < 1.0$

Así mismo, los Factores α deberán guardar proporcionalidad con la relación que se obtenga de aplicar la siguiente expresión:

$$\text{Cantidad Disponible Oferta en Firme} / \text{Cantidad Disponible Oferta Interrumpible}$$

y guardarán proporcionalidad inversa con el tope máximo de días-año previsto para el suministro bajo modalidad interrumpible.

c) Los potenciales compradores participantes en la subasta, sólo efectuarán ofertas de precios por las cantidades disponibles de suministro bajo modalidad en firme. Al cierre de la subasta, los participantes que no hayan resultado con asignaciones de gas bajo modalidad

en firme, podrán optar por el gas disponible bajo modalidad interrumpible al precio de cierre de este gas, siempre que cumplan los siguientes requisitos:

- i) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la atención de la demanda de usuarios pertenecientes al mercado regulado;
- ii) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la atención de la demanda de Estaciones de Servicio de GNCV;
- iii) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la atención de la demanda de usuarios pertenecientes al mercado no regulado, sin posibilidades efectivas de sustitución de gas por otro energético; y
- iv) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la generación de energía eléctrica.

Los requisitos establecidos en los literales i), ii) y iii) no aplican, cuando se haya agotado en la subasta el gas natural disponible para suministro bajo modalidad en firme.

Los contratos de suministro bajo modalidad interrumpible que suscriban compradores obligados a adquirir gas bajo modalidad en firme, podrán darse por terminados cuando estos compradores, posteriormente, consigan gas en firme para suplir sus requerimientos, es decir, serán interrumpibles por parte del comprador.

La asignación del gas disponible bajo modalidad interrumpible entre los agentes habilitados para adquirirlo, se efectuará de acuerdo con los criterios que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal efecto.

d) En el diseño de las subastas la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) deberá establecer el tipo de subasta aplicable ante las siguientes situaciones de mercado que

puedan presentarse en desarrollo de las mismas:

i) Oferta superior a la demanda;

ii) Oferta igual a la demanda; y

iii) Oferta inferior a la demanda.

e) Los productores y los importadores no podrán acudir al mecanismo de subastas que diseñe la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), cuando las cantidades disponibles con que cuenten para ofrecer suministro bajo modalidad en firme, sean inferiores al 20% del total de las cantidades disponibles con que cuenten para ofrecer suministro. De darse el caso, el productor-comercializador o el importador, solo podrá vender la totalidad del gas disponible como gas interrumpible ocasional, de acuerdo con las reglas establecidas en el siguiente artículo.

f) Una vez ejecutada una subasta simultánea, los productores y los importadores que hayan participado en la misma y cuya oferta no haya sido asignada totalmente entre los compradores, podrán suscribir contratos bilaterales de suministro bajo modalidad en firme, o bajo modalidad interrumpible.

Las cantidades de gas ofrecido en los contratos mencionados bajo las dos modalidades, corresponderán a las cantidades en exceso que no hayan sido colocadas en la respectiva subasta bajo cada modalidad. En todo caso, los precios que llegaran a pactarse en dichos contratos no podrán ser inferiores a los precios de cierre del gas que hayan ofrecido bajo las dos modalidades en la subasta en cuestión.

g) La comercialización conjunta o independiente del gas proveniente de un mismo campo, se ajustará a las normas que sobre la materia haya expedido la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y se encuentren vigentes al momento de la subasta.

Parágrafo 1°. Modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 5°. En cada campo de producción la suma de: las cantidades de gas natural nominadas y aceptadas diariamente en cumplimiento de contratos de suministro en firme para la atención de la demanda nacional o internacional, más las cantidades de gas natural nominadas y aceptadas diariamente en cumplimiento de contratos de suministro interrumpible para la atención de la demanda nacional o internacional, más las cantidades ofrecidas diariamente como suministro interrumpible ocasional, no podrán superar la Capacidad Máxima de Producción de Gas Natural Disponible para Venta del respectivo campo declarada ante el Ministerio de Minas y Energía.

Texto inicial del parágrafo 1°.: “En cada campo de producción la suma de: las cantidades de gas natural comprometidas diariamente mediante contratos de suministro en firme para la atención de la demanda nacional o internacional, más las cantidades de gas natural comprometidas diariamente mediante contratos de suministro interrumpible para la atención de la demanda nacional o internacional, más las cantidades ofrecidas diariamente como suministro interrumpible ocasional, no podrán superar la Capacidad Máxima de Producción de Gas Natural del respectivo campo declarada ante el Ministerio de Minas y Energía.”.

Parágrafo 2°. Modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 5°. En cada instalación de importación la suma de: Las cantidades de gas natural nominadas y aceptadas diariamente en cumplimiento de contratos de suministro en firme para la atención de la demanda nacional o internacional, más las cantidades de gas natural nominadas y aceptadas diariamente en cumplimiento de contratos de suministro interrumpible para la atención de la demanda nacional o internacional, más las cantidades ofrecidas diariamente como suministro interrumpible ocasional, no podrán superar la capacidad máxima de producción o transporte de gas natural de la respectiva instalación declarada ante el Ministerio de Minas y Energía.

Texto inicial del parágrafo 2°.: “En cada instalación de importación la suma de: las

cantidades de gas natural comprometidas diariamente mediante contratos de suministro en firme para la atención de la demanda nacional o internacional, más las cantidades de gas natural comprometidas diariamente mediante contratos de suministro interrumpible para la atención de la demanda nacional, o internacional, más las cantidades ofrecidas diariamente como suministro interrumpible ocasional, no podrán superar la Capacidad Máxima de Producción o Transporte de Gas Natural de la respectiva instalación declarada ante el Ministerio de Minas y Energía.”.

Parágrafo 3°. El Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, de que trata el artículo 21 del presente decreto, será el administrador de las subastas siguiendo las reglas que para el efecto expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Mientras se contrata el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, XM S. A. E.S.P. será responsable de administrar las subastas directamente, o a través de un tercero, debiendo la CREG reconocerle la respectiva remuneración por este concepto.

Parágrafo 4°. De presentarse subastas en las que la demanda de los compradores supere la oferta disponible y el exceso de demanda de los compradores pueda subsanarse reasignando las cantidades de gas proveniente de los campos de La Guajira entre el Sistema de la Costa Atlántica y el Sistema del Interior, si dicho gas está disponible en la subasta, el administrador de la subasta podrá efectuar el ajuste pertinente.

De presentarse subastas en las que agotado o no disponible el mecanismo anteriormente descrito, persista el exceso de demanda, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá el procedimiento aplicable para eliminar el exceso de demanda. Dicho procedimiento tendrá en cuenta el orden de prioridad de atención de la demanda previsto en la normatividad que se encuentre vigente en desarrollo del artículo 16 de la Ley 401 de 1997.

Parágrafo 5°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) será responsable de

evaluar todos los procesos de subasta que se presenten de acuerdo con lo dispuesto en el presente artículo. Después de cada subasta elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras a la misma, que será remitido al Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 3°. Modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 6°. Comercialización de Gas Natural bajo la Modalidad Interrumpible Ocasional. Si como resultado de la aplicación de las disposiciones adoptadas en el artículo anterior, el productor comercializador o el importador no puede participar en las subastas para la venta del gas de que dispone o pueda llegar a disponer, o el productor comercializador o el importador no quiere participar en las mismas, o el productor-comercializador no resulta con asignaciones de gas en las subastas, sólo podrá realizar el gas disponible bajo modalidad interrumpible ocasional en el mercado spot o en el mercado de desvíos que operará y que se referenciará a los Centros de Distribución de que trata el Artículo 10 del presente Decreto, o mediante la suscripción de contratos bajo la modalidad interrumpible por parte del comprador con destino a instalaciones de Almacenamiento Subterráneo o Almacenamiento en Plantas Satélites.

Texto inicial del artículo 3°.: “Comercialización de gas natural bajo la modalidad interrumpible ocasional. Si como resultado de la aplicación de las disposiciones adoptadas en el artículo anterior, el productor-comercializador o el importador no puede participar en las subastas para la venta del gas de que dispone o pueda llegar a disponer, o el productor-comercializador o el importador no quiere participar en las mismas, sólo podrá realizar el gas disponible bajo modalidad interrumpible ocasional en el mercado spot o en el mercado de desvíos que operará y que se referenciará a los Centros de Distribución de que trata el artículo 10 del presente decreto, o mediante la suscripción de contratos bajo la modalidad interrumpible por parte del comprador con destino a instalaciones de Almacenamiento Subterráneo o Almacenamiento en Plantas Satélites.

Parágrafo 1°. La Comercialización de Gas Natural bajo la Modalidad Interrumpible Ocasional se regirá en materia de precios por las normas que sobre la materia expida la Comisión de

Regulación de Energía y Gas (CREG).

Parágrafo 2°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regulará el funcionamiento del mercado spot y del mercado de desvíos de gas previstos en el presente decreto, en un término no superior a noventa (90) días hábiles siguientes, contados a partir de la fecha de su expedición.

Parágrafo 3°. El Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, de que trata el artículo 21 del presente decreto, será el administrador del mercado spot y del mercado de desvíos siguiendo las reglas que para el efecto expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Mientras se contrata el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, XM S. A. ESP administrará dicho mercado, directamente o a través de un tercero. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá la remuneración por este concepto.”.

Artículo 4°. Normalización de contratos de suministro. Con el fin de homogeneizar como producto, el gas natural que se comercializa en el mercado a través de contratos de suministro en firme o interrumpible, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), previa discusión con los agentes interesados según procedimiento de consulta que determine la Comisión, diseñará contratos tipo para cada una de las dos modalidades, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Se deberán determinar las condiciones eximentes de la obligación de suministro, que aplicarían para ambos tipos de contratos, teniendo en cuenta una asignación equilibrada de riesgos;

b) Se entenderá que salvo las condiciones eximentes, los contratos firmes deben garantizar el suministro y que la no entrega implicará la adquisición del faltante en el mercado spot, si hay gas disponible en el mismo, o con gas proveniente de la interrupción de exportaciones, en cuyo caso este se valorará al mayor precio entre el precio de exportación, según lo

dispuesto en el artículo 26 del presente decreto y el precio del mercado spot; y

c) Se entenderá que los contratos interrumpibles del lado del vendedor podrán exceder el número de interrupciones de los contratos en firme, sujetos a un tope máximo de días-año predefinidos por el productor-comercializador o el importador. De superarse el tope establecido, se deberá garantizar el suministro de gas en los términos dispuestos en el literal anterior para los contratos en firme.

Parágrafo 1°. Modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 7°. De suspenderse el suministro en firme o el suministro interrumpible, en los términos definidos en el presente Artículo, y de no existir gas suficiente para cubrir faltantes en el mercado spot, en adición al gas proveniente de exportaciones interrumpidas, el vendedor deberá compensar al comprador por las cantidades de gas no suministradas a un precio equivalente al precio del sustituto más económico que pueda utilizar el comprador, excluyendo de la canasta de sustitutos a la electricidad. El sustituto deberá quedar definido en el respectivo contrato de suministro. Los precios de los sustitutos serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía con la periodicidad requerida. El valor máximo de la compensación antes indicada no podrá ser superior al 50% del valor anual del contrato o proporcional para contratos menores a un año.

Texto inicial del parágrafo 1°.: “De suspenderse el suministro en firme o el suministro interrumpible, en los términos definidos en el presente artículo, y de no existir gas suficiente para cubrir faltantes en el mercado spot, en adición al gas proveniente de exportaciones interrumpidas, el vendedor deberá compensar al comprador por las cantidades de gas no suministradas a un precio equivalente al precio del sustituto más costoso, excluyendo de la canasta de sustitutos a la electricidad. Este precio será definido por el Ministerio de Minas y Energía con la periodicidad requerida.”.

Parágrafo 2°. En el contexto de las subastas, el administrador informará a los participantes

en las mismas sobre las condiciones mínimas de suministro que ofrecen los productores-comercializadores o los importadores, según modalidad contractual ofrecida.

Parágrafo 3°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) diseñará los contratos tipo a los que se refiere el presente artículo, en un término no superior a noventa (90) días hábiles siguientes, contados a partir de la fecha de expedición del presente decreto.

Artículo 5°. Comercialización de la producción disponible para ofertar-campos de gas con capacidad de producción inferior a 50 MPCD y comercializadores que actúen en el mercado secundario. Los productores-comercializadores de gas natural de yacimientos convencionales con capacidad de producción inferior a 50 MPCD y los comercializadores que actúan en el Mercado Secundario, podrán comercializar su gas en las condiciones que ellos mismos definan. No obstante, deberán sujetarse, en lo pertinente, a las modalidades contractuales firme e interrumpible que diseñe la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

a) Las condiciones eximentes que defina el vendedor para los contratos firmes deberán acogerse a los conceptos y exclusiones que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establezca de manera general para este tipo de contratos. Se entenderá que salvo las condiciones eximentes, la no entrega de gas implicará la adquisición del faltante en el mercado spot, si hay gas disponible en el mismo, o con gas proveniente de la interrupción de exportaciones, en cuyo caso este se valorará al mayor precio entre el precio de exportación, según lo dispuesto en el artículo 26 del presente decreto y el precio del mercado spot.

b) Se entenderá que los contratos interrumpibles del lado del vendedor podrán exceder el número de interrupciones de los contratos en firme, sujetos a un tope máximo de días-año predefinidos por el vendedor. De superarse el tope establecido, se deberá garantizar el suministro de gas en los términos dispuestos en el literal anterior para los contratos en

firme.

Los agentes mencionados podrán ofrecer suministro bajo modalidad en firme o interrumpible, garantizando que el precio de las cantidades ofrecidas bajo modalidad interrumpible, se subordine al precio de las cantidades ofrecidas bajo modalidad en firme, mediante la siguiente relación:

$$\text{Precio Gas Interrumpible} = \alpha \times \text{Precio de Gas Firme}$$

Los Factores $\alpha < 1$ aplicables, serán definidos por los agentes vendedores y deberán guardar proporcionalidad con la relación que se obtenga de aplicar la siguiente expresión:

días-año estimados por el agente de condiciones eximentes para el suministro bajo modalidad en firme/máximo de días-año previstos para el suministro bajo modalidad interrumpible

Los potenciales compradores del gas natural ofrecido por los agentes vendedores referidos sólo efectuarán ofertas de precios por cantidades disponibles de suministro bajo modalidad interrumpible, siempre que cumplan los siguientes requisitos:

- i) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la atención de la demanda de usuarios pertenecientes al mercado regulado;
- ii) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la atención de la demanda de Estaciones de Servicio de GNCV;
- iii) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la atención de la demanda de usuarios pertenecientes al mercado no regulado, sin posibilidades efectivas de sustitución de gas por otro energético; y
- iv) El gas interrumpible que adquieran no tenga como destino la generación de energía

eléctrica.

Los requisitos establecidos en los literales i), ii) y iii) no aplican, cuando los potenciales compradores puedan demostrar ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) o ante el Ministerio de Minas y Energía, según les competa, que no existe en el mercado mayorista gas natural disponible para suministro bajo modalidad en firme.

Los contratos de suministro bajo modalidad interrumpible que suscriban compradores obligados a adquirir gas bajo modalidad en firme podrán darse por terminados cuando estos compradores, posteriormente, consigan gas en firme para suplir sus requerimientos, es decir, serán interrumpibles por parte del comprador.

Parágrafo 1°. Los productores-comercializadores de estos campos y los comercializadores que actúan en el Mercado Secundario, podrán participar en las subastas de que trata el artículo 2° del presente decreto, si así lo deciden, en las mismas condiciones previstas en el literal a) de ese artículo.

Parágrafo 2°. Los productores-comercializadores de estos campos y los comercializadores que actúan en el Mercado Secundario podrán realizar el gas natural de que disponen en el mercado spot, si lo estiman conveniente, o en el mercado de desvíos.

Parágrafo 3°. Los productores-comercializadores de estos campos y los comercializadores que actúan en el Mercado Secundario podrán realizar el gas natural de que disponen mediante la suscripción de contratos bajo la modalidad interrumpible por parte del comprador con destino a instalaciones de Almacenamiento Subterráneo o Almacenamiento en Plantas Satélites.

Artículo 6°. Comercialización de Gas por parte de la ANH. La Agencia Nacional de Hidrocarburos de ser necesario, podrá comercializar a través de un tercero y a través del mecanismo de subastas el gas natural de propiedad del Estado proveniente de regalías de

Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD y el gas natural proveniente de las participaciones de la ANH en Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD.

Cuando se trate de la comercialización de gas natural de propiedad del Estado proveniente de regalías de Yacimientos Convencionales con capacidad de producción inferior a 50 MPCD, o de gas natural proveniente de las participaciones de la ANH en Yacimientos Convencionales con capacidad de producción inferior a 50 MPCD, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de ser necesario, lo podrá comercializar a través de un tercero. En todo caso, podrá acogerse a lo previsto en los párrafos 1°, 2° y 3° del artículo 5° del presente decreto, para campos de gas con capacidad de producción inferior a 50 MPCD y comercializadores que actúan en el Mercado Secundario.

Parágrafo 1°. La Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá recibir las regalías o participaciones por explotación de gas proveniente de Yacimientos Convencionales en dinero, caso en el cual su valoración se efectuará de acuerdo con la normatividad vigente.

Parágrafo 2°. La Agencia Nacional de Hidrocarburos recibirá las regalías o participaciones por explotación de gas proveniente de Yacimientos No Convencionales en dinero, caso en el cual su valoración se efectuará de acuerdo con la normatividad que para tal efecto se expida y se encuentre vigente.

Artículo 7°. Comercialización de Gas proveniente de Yacimientos No Convencionales. Los productores-comercializadores de gas proveniente de Yacimientos No Convencionales, con independencia de la capacidad de producción, podrán comercializar su gas en las condiciones que ellos mismos definan. Por las características particulares de estos Yacimientos, la modalidad contractual que ofrezcan en el mercado corresponderá a contratos tipo pague lo producido, no sujetos a normalización. Dichos contratos se considerarán contratos en firme para todos los efectos.

Parágrafo 1°. Los productores-comercializadores de gas proveniente de Yacimientos No Convencionales podrán incorporar en sus contratos de suministro volúmenes incrementales en el tiempo, de acuerdo con la tasa de producción del Yacimiento No Convencional de que se trate, previo acuerdo entre las partes.

Parágrafo 2°. Los productores-comercializadores de gas proveniente de Yacimientos No Convencionales podrán desarrollar directamente la actividad de autogeneración utilizando como fuente primaria el gas que produzcan.

Parágrafo 3°. En desarrollo de las directrices establecidas en el documento Conpes 3517 del 12 de mayo de 2008, en un plazo no mayor a nueve (9) meses, transcurridos a partir de la entrada en vigencia del presente decreto:

i) El Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas) expedirá las normas técnicas para la exploración y producción de gas metano proveniente de depósitos de carbón, considerando la especificidad técnica de esta actividad, la normativa ambiental y el objetivo de maximizar la explotación del recurso, logrando el beneficio de todas las partes involucradas;

ii) La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía elaborará y adoptará un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y producción de gas metano proveniente de depósitos de carbón o propondrá los ajustes pertinentes al reglamento de contratación vigente;

iii) La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía elaborará y adoptará un modelo de contrato de exploración y producción de gas metano proveniente de depósitos de carbón;

iv) La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Instituto Colombiano de Geología y

Minería (Ingeominas) adoptarán y pondrán en marcha las medidas necesarias a efecto de que exista la debida coordinación en el manejo, intercambio y suministro de la información técnica disponible en los bancos de información o bases de datos administradas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas);

v) El Ministerio de Minas y Energía adoptará los mecanismos pertinentes para prevenir posibles conflictos entre explotadores de carbón y productores de gas metano en depósitos de carbón, y para obrar como facilitador en la solución de tales conflictos, en caso que se presenten; y

vi) La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas) y las gobernaciones de los departamentos con delegación de funciones de contratación y titulación minera pondrán en marcha un proceso de coordinación de sus actividades de asignación, contratación y administración de áreas para la exploración y producción de carbón y gas metano en depósitos de carbón.

Artículo 8°. Comercialización de gas proveniente de yacimientos convencionales sin conexión al Sistema Nacional de Transporte. Los productores-comercializadores de gas proveniente de yacimientos convencionales sin conexión al Sistema Nacional de Transporte que quieran comercializar dicho gas in situ deberán solicitar concepto previo al Ministerio de Minas y Energía sobre su decisión inicial en el sentido de no conectar sus Yacimientos al Sistema. El Ministerio, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)... evaluará la conveniencia de avalar o no la propuesta en cuestión, teniendo en cuenta los requerimientos del mercado interconectado a través del Sistema Nacional de Transporte y los costos estimados de una eventual conexión. Si el Ministerio aprueba la propuesta de comercializar dicho gas in situ, el productor-comercializador del gas proveniente de estos Yacimientos podrá desarrollar directamente o indirectamente la actividad de generación termoeléctrica utilizando como fuente primaria el gas que produzca.

Artículo 9°. Transición hacia el nuevo esquema de comercialización. Hasta que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expida la normatividad de que tratan los artículos 2°, 3° y 4° del presente capítulo, los productores-comercializadores de gas natural de Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD que realicen transacciones de venta de gas natural se seguirán rigiendo por la normatividad vigente a la fecha de expedición de este decreto. No obstante, el gas asociado a nuevos compromisos o prórrogas de los compromisos vigentes que se suscriban durante el período de transición deberá comercializarse en la primera subasta definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En caso de que el productor no participe en la subasta, deberá realizar este gas en el mercado spot, a partir de la fecha en que tenga ocurrencia la subasta.

Parágrafo. Los productores-comercializadores de gas natural de yacimientos convencionales con capacidad de producción inferior a 50 MPCD que adquieran nuevos compromisos o prorroguen los compromisos vigentes en fecha posterior a la entrada en vigencia del presente decreto, deberán prever que los respectivos contratos se ajustarán a las modalidades contractuales firme e interrumpible que diseñe la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en desarrollo de lo dispuesto en el artículo 4° del presente capítulo.

CAPÍTULO III

Del transporte de gas natural

Artículo 10. Centros de distribución del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (HUB). Se adoptan las siguientes disposiciones que deberá desarrollar la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) según sus funciones, para la adecuada coordinación de las distintas actividades que hacen parte de la cadena de prestación del servicio de gas, la asignación eficiente de este recurso y el logro de coherencia y consistencia con las

disposiciones de que trata el capítulo anterior:

a) La CREG establecerá dos Centros de Distribución (HUB) Virtuales en el Sistema Nacional de Transporte. Un HUB Virtual referenciado a un Nodo del Sistema de Transporte del Interior y un HUB Virtual referenciado a un Nodo del Sistema de Transporte de la Costa Atlántica.

Dichos Centros de Distribución constituirán puntos virtuales del mercado del Interior y del mercado de la Costa Atlántica, donde se establecerán precios referenciales del gas natural resultantes de las subastas de que trata el artículo 2° del presente decreto. Así mismo, constituirán puntos virtuales de referencia para el mercado spot y para el mercado de desvíos que desarrolle la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Párrafo 3º modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 8º. Los productores-comercializadores continuarán vendiendo físicamente su gas en el Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte. La contratación de capacidad de transporte entre el Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte y los HUBS, estará a cargo de los remitentes que requieran dicha capacidad. Para referenciar el costo de suministro y transporte de gas desde un Punto de Entrada hasta un HUB, el administrador del mercado suministrará información sobre el precio del gas proveniente de las distintas fuentes de suministro, colocado en cada uno de los Puntos de Salida embebidos entre los Puntos de Entrada y el HUB correspondiente.

Texto inicial del párrafo 3º.: “Se entenderá que los productores-comercializadores continuarán vendiendo físicamente su gas en el Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte. Para referenciar el costo de suministro y transporte de gas desde un Punto de Entrada hasta un HUB, el administrador del mercado suministrará información sobre el precio del gas proveniente de las distintas fuentes de suministro, colocado en cada uno de los Puntos de Salida embebidos entre los Puntos de Entrada y el HUB correspondiente.”.

b) La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá las reglas y los términos

bajo los cuales se podrá hacer cesión de la capacidad de transporte actualmente contratada por los remitentes en el Mercado Secundario de Capacidad, en el contexto de las subastas de que trata el artículo 2° del presente decreto, en los tramos de gasoductos que conectan los campos de Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD con los HUB.

Con este fin la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tendrá en cuenta los contratos de suministro vigentes entre los productores-comercializadores de estos campos y los remitentes que actualmente detentan derechos de capacidad en los tramos pertinentes. Así mismo, garantizará que cuando los interesados acuerden la cesión de estos derechos, dicha cesión no implique generación de rentas para los remitentes que la realicen, ni para los transportadores que actualmente explotan comercialmente dichos tramos.

La cesión de derechos de capacidad será administrada por el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural de que trata el artículo 21 del presente decreto en el contexto de las subastas de que trata el artículo 2° del mismo. Mientras se contrata el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, XM S.A. E.S.P. administrará el Mercado Secundario en comento, directamente o a través de un tercero. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá la remuneración por este concepto.

c) La contratación de capacidad de transporte entre los HUB y los Puntos de Salida del Sistema Nacional de Transporte, no embebidos entre los puntos de entrada de campos de gas natural de Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD y los HUB, estará a cargo de los respectivos remitentes.

Parágrafo 1°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá la ubicación de los HUB virtuales establecidos en el presente artículo, buscando minimizar los costos de transporte entre el HUB y los puntos de inyección de gas proveniente de Yacimientos Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD.

Así mismo, podrá redefinir la ubicación de estos HUB cuando se conecten al Sistema Nacional de Transporte nuevos Yacimientos Convencionales o No Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD, o instalaciones de importación de gas natural.

Parágrafo 2°. Los productores-comercializadores de Yacimientos Convencionales y No Convencionales y los importadores solo podrán tener vigentes compromisos de suministro de gas proveniente de sus campos, de sus yacimientos, o de sus instalaciones de suministro, según el caso, que sean consistentes con la capacidad de transporte asociada con los compromisos. Es decir, no podrán tener vigentes compromisos de suministro en presencia de restricciones de transporte.

Si los compromisos de suministro exceden la capacidad de transporte disponible en algún tramo de la red de gasoductos pertinentes, estos se acotarán a la capacidad de transporte.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) verificará el cumplimiento del requisito señalado. El incumplimiento de este requisito dará lugar al ajuste inmediato de los respectivos contratos de suministro.

Una vez se contrate el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural de que trata el artículo 21 del presente decreto, asumirá la función de verificación permanente del requisito mencionado.

Parágrafo 3°. Los productores-comercializadores de campos de Yacimientos Convencionales y No Convencionales, que tengan proyectos de ampliación de su capacidad de producción que impliquen o puedan implicar la ampliación de la capacidad de transporte en uno cualquiera de los tramos entre el Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte y el respectivo HUB, o en uno cualquiera de los tramos entre el Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte y Puntos de Salida del Sistema Nacional de Transporte, según

aplique, y dichos proyectos de ampliación de la capacidad no estén previstos en los planes de inversión de los respectivos transportadores, le suministrarán al Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural de que trata el artículo 21 del presente decreto, toda la información relevante del respectivo proyecto. El Gestor Técnico, conjuntamente con el transportador o los transportadores involucrados evaluará los requerimientos de expansión de la capacidad de transporte. Una vez soportados los requerimientos de ampliación, el Gestor le informará a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) con el fin de que adopte las medidas a que haya lugar para garantizar la factibilidad de los flujos físicos en el mediano y largo plazo.

Mientras se contrata el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, los transportadores tendrán a cargo la evaluación de los requerimientos de expansión de que trata este parágrafo.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá los términos en los cuales los remitentes deberán contratar la capacidad de transporte correspondiente, cuando dicha capacidad no sea asignable a un remitente en particular.

Así mismo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá las fechas de entrada de las ampliaciones correspondientes, con base en los análisis efectuados por el Gestor y/o el transportador o transportadores involucrados, debiendo los compromisos de suministro asociados con los proyectos de ampliación de capacidad de producción, sujetarse a dichas fechas.

En el evento de incumplimiento por parte de los transportadores de la fecha de entrada en operación de las ampliaciones de capacidad previstas y de presentarse restricciones que impidan el flujo físico de gas, asociadas con el atraso o los atrasos que se presenten, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) determinará las compensaciones a que haya lugar.

Parágrafo 4°. Las transacciones de compraventa de suministro y transporte de gas natural que no estén referidas a los HUB continuarán efectuándose en los términos definidos por la regulación vigente expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) o aquellas normas que modifiquen, o sustituyan dichos términos.

Artículo 11. Criterios para garantizar la calidad, la continuidad y la expansión del servicio de transporte. Se adoptan las siguientes disposiciones que deberá desarrollar la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) según sus funciones, para garantizar la calidad y la expansión del servicio de transporte de gas natural:

- a) Para definir la inversión que será reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a los transportadores durante la Vida Útil Normativa de los activos en servicio y para efectos de la fijación de los Cargos Regulados, la Comisión podrá, excepcionalmente, reconocer activos por menor valor, si encuentra que no cumplen con criterios de eficiencia técnica, o si encuentra que no cumplen con criterios de eficiencia económica en términos de costos. En estos casos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) deberá exponer las razones para el reconocimiento del menor valor del activo, pudiendo el transportador solicitar las pruebas que estime pertinentes.
- b) Los Cargos Regulados por concepto del Servicio de Transporte serán los que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). No se permitirá la determinación de Cargos por mutuo acuerdo entre las partes o la determinación libre de Cargos.
- c) La suma de la Capacidad de Transporte comprometida diariamente por el Transportador como capacidad en firme y la capacidad de transporte que ofrezca diariamente como capacidad interrumpible, no podrá superar la capacidad máxima del Gasoducto.
- d) El transportador no podrá vender como interrumpible capacidad de transporte contratada por remitentes y que no sea utilizada por estos.

Artículo 12. Tratamiento de los activos de transporte y distribución financiados con recursos públicos. Los activos de transporte financiados con recursos públicos del orden nacional, departamental o municipal y que son operados por los transportadores o distribuidores, se identificarán en la inversión que reconozca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). No obstante, los montos de inversión correspondientes no se considerarán para efectos de fijar el componente de inversión de los cargos que establezca la Comisión.

El valor de la inversión asociada con los activos así financiados hará parte de la inversión reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) sólo en la medida en que sean objeto de reposición por parte del transportador o el distribuidor.

Artículo 13. Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Transporte de Gas Natural. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) deberá elaborar periódicamente un Plan Indicativo de los requerimientos de expansión del Sistema Nacional de Transporte. Así mismo, deberá remitir al Ministerio de Minas y Energía un informe periódico sobre el progreso de los proyectos de expansión cuya ejecución está prevista por parte de los agentes transportadores, así como requerimientos de inversión identificados que no estén siendo desarrollados por dichos agentes.

El Ministerio de Minas y Energía podrá solicitarle a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la adopción de medidas con el objeto de que los proyectos de inversión identificados, que no estén siendo desarrollados por los transportadores, sean ejecutados, ya sea por asignación directa a estos agentes o a través de convocatorias, según estime conveniente. La Comisión definirá los mecanismos pertinentes para el logro de este objetivo.

Una vez se contrate el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural de que trata el artículo 21 del presente decreto, será la instancia encargada de instrumentalizar los mecanismos que adopte la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) con el fin de

que se ejecuten los proyectos pertinentes.

Artículo 14. Transición hacia el nuevo esquema de transporte. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) incorporará los nuevos lineamientos de política en desarrollo del marco regulatorio que establecerá los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, que está próximo a expedirse.

En todo caso debe garantizar la operatividad de lo dispuesto en los literales a) y b) y en los párrafos 1° y 2° del artículo 10 del presente Capítulo, en la fecha de realización de la primera subasta simultánea.

CAPÍTULO IV

De la confiabilidad y continuidad del servicio de gas natural

Artículo 15. Planta de regasificación. El Ministerio de Minas y Energía evaluará la conveniencia de construir y poner en operación una Planta de Regasificación para abastecer plenamente la demanda de gas del país, para lo cual realizará un estudio de prefactibilidad o visualización de un proyecto de montaje y puesta en operación de una Planta de Regasificación, que deberá abordar los aspectos técnicos, económicos y ambientales del mismo.

En el estudio se deberán plantear, como mínimo, tres (3) alternativas de localización del proyecto que involucren las dos costas del país, así como el correspondiente estudio de las tecnologías disponibles, sólidamente fundamentado, y una estructura de costos.

Parágrafo 1°. El Ministerio de Minas y Energía tendrá un plazo no superior a diez y ocho (18) meses, transcurridos desde la expedición del presente decreto, para desarrollar el estudio referido en el presente artículo.

Parágrafo 2°. Evaluado el estudio por parte del Ministerio de Minas y Energía y en caso de que se adopte la decisión de ejecutar el proyecto, el Ministerio o la entidad que este delegue, procederá a la apertura de una Convocatoria Pública para seleccionar al agente que construirá y operará la Planta.

Parágrafo 3°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá los términos en los cuales se remunerará la inversión asociada a proyectos de Plantas de Regasificación cuya ejecución sea forzosa, y que será imputada a todos los usuarios del Sistema de Transporte de Gas Natural.

Los criterios de adjudicación para la ejecución de un proyecto de este tipo, en el contexto de lo dispuesto en el parágrafo 2° del presente artículo, serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía conjuntamente con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente decreto.

Parágrafo 4°. Podrán ser propietarios y/u operadores de Plantas de Regasificación, cuya construcción sea definida por las autoridades sectoriales, todos los agentes que actúan en el sector de gas natural o agentes independientes. En el caso de los agentes sectoriales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) evaluará la necesidad de obligar a la empresa de que se trate a tener objeto exclusivo, en los términos del artículo 18 de la Ley 142 de 1994. Estos agentes deberán garantizar el libre acceso por parte de terceros al uso de las instalaciones.

Artículo 16. Almacenamiento estratégico. Se establecen las siguientes disposiciones en materia de Almacenamiento Estratégico de Gas Natural:

Sector No Termoeléctrico. Los comercializadores de gas natural y los Usuarios No Regulados que actúan directamente en el mercado, y que estén obligados a contratar suministro firme de gas natural, en el contexto de los lineamientos señalados en el literal c) del artículo 2° y en el artículo 5° del presente decreto, tendrán la obligación de mantener el siguiente

Almacenamiento Estratégico:

- Unas existencias disponibles en todo momento, equivalentes a cinco (5) días de su consumo de gas natural, medido este último sobre los consumos del año inmediatamente anterior, que deberían ser abastecidos mediante contratos de suministro en firme. Dichas existencias se podrán mantener en almacenamientos subterráneos, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón extraíble por medios mecánicos; en plantas de regasificación o en plantas satélite.

Sector Termoeléctrico. Las plantas termoeléctricas a las que se les venzan los contratos de suministro en firme de gas que respaldan sus Obligaciones de Energía Firme y quieran continuar respaldando dichas obligaciones con gas, así como, las plantas termoeléctricas que a la fecha de expedición del presente decreto no tengan respaldadas sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural, pero pretendan hacerlo con posterioridad a la entrada en vigencia del mismo, podrán optar por una cualquiera de las siguientes alternativas para acceder al suministro de dicho combustible y respaldar las obligaciones referidas:

i) Suscribir Contratos de Suministro con Firmeza Condicionada o Contratos de Opción de Compra de Gas (OCG) con Usuarios No Regulados pertenecientes al Sector No Termoeléctrico que cuenten con Contratos de Suministro en Firme de gas natural. El suministro de gas a la termoeléctrica se hará efectivo cuando el despacho de la planta y/o unidad de generación sea requerido por una cualquiera de las razones previstas en la normatividad del sector eléctrico que se encuentre vigente o entre a regir en un futuro.

ii) Suscribir Contratos de Suministro en Firme de gas proveniente de proyectos de regasificación de carbón, pudiendo o no tener vinculación económica con el proyecto.

iii) Mantener el siguiente Almacenamiento Estratégico:

- Para las plantas existentes, unas existencias de gas natural disponibles en todo momento,

equivalentes a un mínimo de cinco (5) meses y a un máximo de ocho (8) meses, según defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de un consumo de gas equivalente a la diferencia que resulte entre el consumo de gas que requerirían para operar a plena Capacidad Efectiva Neta y el consumo de gas que requerirían para operar con el Factor de Utilización Promedio registrado en los últimos tres (3) años consecutivos, sin presencia del Fenómeno de El Niño - Oscilación del Sur (ENOS).

- Para las plantas nuevas, unas existencias de gas natural disponibles en todo momento, equivalentes a un mínimo de cinco (5) meses y a un máximo de ocho (8) meses, según defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de un consumo de gas equivalente a la diferencia que resulte entre el consumo de gas que requerirían para operar a plena Capacidad Efectiva Neta y el consumo de gas que requerirían para operar con el Factor de Utilización Promedio esperado, factor que para tal efecto estimará el Centro Nacional de Despacho (CND) y que será ajustado cuando exista información real suficiente para efectuar un cálculo en los mismos términos definidos en el ítem inmediatamente anterior.

Dichas existencias se podrán mantener en almacenamientos subterráneos, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón extraíble por medios mecánicos; o en plantas de regasificación. Dichas infraestructuras deberán estar conectadas a la red de transporte, debiendo el agente del Sector Termoeléctrico garantizar que exista capacidad suficiente para el transporte de los respectivos volúmenes, además de su transporte básico.

Parágrafo. El Almacenamiento Estratégico exigible al Sector Termoeléctrico sustituye parcialmente la obligación de suscribir contratos de suministro de gas natural de que trata el Cargo por Confiabilidad regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Además del Almacenamiento Estratégico, los agentes del Sector Termoeléctrico para respaldar el Cargo deberán contar con contratos de suministro bajo la modalidad en firme

por cantidades equivalentes al gas que requerirían para operar con el Factor de Utilización Promedio calculado para las plantas existentes y las plantas nuevas, según lo dispuesto en este artículo.

Artículo 17. Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos. El Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), según sus competencias, desarrollarán los estudios, procedimientos y expedirán los actos administrativos a que haya lugar, de tal manera que sea viable la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento.

Parágrafo 1°. Lo señalado en el presente artículo estará disponible en un plazo no superior a un (1) año transcurrido desde la expedición del presente decreto.

Parágrafo 2°. Para la selección y aprobación del uso de Almacenamiento Subterráneo se priorizarán las propuestas de los agentes del Sector Termoeléctrico a los que se refiere el artículo 16 del presente decreto, o las propuestas de agentes que los representen, sobre las propuestas de otros agentes del sector de gas y terceros interesados.

Entre un número plural de agentes del Sector Termoeléctrico interesados en un campo específico con fines de almacenamiento, la cercanía geográfica entre el campo y las instalaciones del generador será priorizada.

Parágrafo 3°. Podrán ser operadores de Almacenamientos Subterráneos todos los agentes que actúan en el sector de gas natural o agentes independientes. En el caso de los agentes sectoriales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) evaluará la necesidad de obligar a la empresa de que se trate a tener objeto exclusivo, en los términos del artículo 18 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 4°. Cuando la capacidad de un Almacenamiento Subterráneo sea utilizada mayoritariamente por agentes del Sector Termoeléctrico a los que se refiere el artículo 16

del presente decreto, el Servicio de Almacenamiento no estará sujeto a regulación de precios. No obstante, siempre que exista capacidad de almacenamiento disponible, podrán pedir acceso al servicio agentes del Sector No Termoeléctrico. De no llegarse a un acuerdo de precios entre el almacenador y el agente del Sector No Termoeléctrico que solicita acceso, a solicitud de este último, la CREG podrá fijar los cargos respectivos.

Parágrafo 5°. Cuando la capacidad de un Almacenamiento Subterráneo sea utilizada mayoritariamente por agentes del Sector No Termoeléctrico a los que se refiere el artículo 16 del presente decreto, el Servicio de Almacenamiento estará sujeto a la regulación de precios que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Siempre que exista capacidad de almacenamiento disponible, podrán pedir acceso al servicio agentes del Sector Termoeléctrico.

Antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá la propuesta metodológica para remunerar los Servicios de Almacenamiento Subterráneos sujetos a regulación de precios.

Parágrafo 6°. Antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá los términos en los cuales se sufragará o remunerará la inversión requerida para el desarrollo de Almacenamientos Subterráneos. El análisis que efectúe la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) con el objeto de adoptar decisiones en esta materia deberá partir de un análisis de los beneficios y costos que se deriven de la ejecución de estos proyectos.

Parágrafo 7°. El gas natural inyectado con fines de almacenamiento, a recuperarse en un período posterior, no deberá contabilizarse dentro de las Reservas con que cuenta el país.

Artículo 18. Almacenamiento en plantas de regasificación. Los Operadores de Plantas de Regasificación cuya infraestructura sea remunerada, total o parcialmente, a través de

cargos establecidos por la CREG deberán permitir el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio al Servicio de Almacenamiento en su Sistema, teniendo en cuenta las siguientes disposiciones:

a) El acceso abierto y no indebidamente discriminatorio estará limitado a la capacidad disponible.

La capacidad disponible a que se refiere el inciso anterior se entenderá como aquella que no haya sido contratada previamente como Servicio de Almacenamiento en Base Firme;

b) La prestación de nuevos servicios y la firma de nuevos contratos de servicio, tanto en Base Firme como en Base Interrumpible, no interferirá ni pondrá en riesgo la capacidad del operador para cumplir con sus compromisos y contratos de servicio vigentes;

c) Los usuarios solo podrán ejercer su derecho de acceso abierto a los servicios mediante la celebración del contrato de servicios respectivo.

Parágrafo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regulará las condiciones para la prestación de los Servicios de Almacenamiento a que se refiere el presente artículo, así como los cargos aplicables al Servicio de Almacenamiento según modalidad de contratación.

Artículo 19. Almacenamiento en plantas satélite. Los comercializadores de gas natural y los usuarios no regulados que actúan directamente en el mercado, podrán dar cumplimiento a sus obligaciones de mantener Almacenamiento Estratégico mediante Almacenamiento en Plantas Satélites:

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) identificará diferentes alternativas (número de plantas, capacidad y localización de proyectos), que serán el resultado de evaluar los proyectos que resulten de análisis propios y de evaluar los proyectos que

decidan someter a su consideración terceros interesados, siempre y cuando, lo considere pertinente.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) tendrá en cuenta, entre otros, los siguientes criterios para el análisis de proyectos:

- a) Determinación del Almacenamiento Estratégico requerido por parte de comercializadores de gas natural y usuarios no regulados, que estén ubicados en áreas geográficas adyacentes entre sí y conectados al Sistema Nacional de Transporte;
- b) Evaluación de costos y economías de escala;
- c) Determinación de la demanda por almacenamiento de las diferentes Plantas Satélites, antes de definir las alternativas.

Parágrafo 1°. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) someterá a consideración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) las alternativas o combinaciones de proyectos que haya identificado para la respectiva evaluación de costos e impactos tarifarios por parte de la Comisión.

Una vez la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) definan cuáles proyectos deberán ejecutarse, harán públicos los resultados de los estudios realizados, antes de transcurridos seis meses (6) meses de la expedición de la presente norma.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) procederá a la apertura de Convocatorias Públicas para adjudicar la construcción y operación de dichas Plantas.

Una vez se contrate el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural de que trata el artículo 21 del presente decreto, este asumirá lo previsto en este artículo.

Parágrafo 2°. Podrán ser operadores de Almacenamiento en Plantas Satélites, todos los agentes que actúan en el sector de gas natural, o agentes independientes. En el caso de los agentes sectoriales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) evaluará la necesidad de obligar a la empresa de que se trate a tener objeto exclusivo, en los términos del artículo 18 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 3°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá la metodología de remuneración de la prestación del Servicio de Almacenamiento en Plantas Satélites, así como la estructura de cargos aplicable por concepto de la prestación de dicho servicio.

Los criterios de adjudicación de las Convocatorias Públicas, de que trata el Parágrafo 1° del presente artículo, serán definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) antes de transcurridos seis (6) meses de la expedición del presente decreto.

Artículo 20. Transición hacia el nuevo esquema de confiabilidad. Con el fin de dar cumplimiento a las obligaciones de mantener el Almacenamiento Estratégico de que trata el artículo 16 del presente Capítulo, los agentes del Sector No Termoeléctrico contarán con un plazo máximo de dos (2) años, contados a partir de la fecha de expedición del presente decreto.

En el caso de los agentes del Sector Termoeléctrico, antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá los términos en los cuales flexibilizará, transitoriamente, los requisitos en materia de contratación de combustibles para acceder al Cargo por Confiabilidad y respaldar las Obligaciones de Energía Firme de aquellos agentes que opten por la alternativa de mantener el Almacenamiento Estratégico de que trata el artículo 16 del presente decreto. La flexibilización cubrirá el período requerido para el desarrollo de los proyectos de Almacenamiento.

Así mismo, establecerá el plazo máximo con que contarán estos agentes para el desarrollo de los respectivos proyectos, teniendo en cuenta los resultados de los estudios a los que se refiere el artículo 17 del presente decreto.

Parágrafo 1°. Transcurrido el plazo señalado para los agentes del Sector Termoeléctrico, los productores-comercializadores, comercializadores o importadores no podrán poner a disposición de estos agentes suministro de gas en firme diferente al señalado en el Parágrafo del artículo 16 de este decreto. No obstante, los agentes del Sector Termoeléctrico podrán acceder al mercado spot para ajustar sus requerimientos efectivos de gas. Así mismo, podrán acceder a contratos de suministro interrumpibles por parte del comprador, con el fin de garantizar las existencias de su Almacenamiento Estratégico.

Parágrafo 2°. Vencidos los contratos de suministro en firme con que actualmente cuentan algunos Agentes del Sector Termoeléctrico para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme, aquellos que en la actualidad actúan, continúen actuando, o pretendan actuar en el Mercado Secundario de gas natural en calidad de comercializadores, deberán constituirse como tales con sujeción a la normatividad vigente y deberán llevar contabilidad separada respecto de dicha actividad.

Parágrafo 3°. El control de márgenes de comercialización en el Mercado Secundario de Gas Natural establecido en el artículo 2° del Decreto 1514 del 3 de mayo de 2010, se entenderá derogado cuando se dé cabal cumplimiento a las disposiciones establecidas en el presente artículo.

CAPÍTULO V

De la coordinación operativa y comercial del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural

Artículo 21. Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural. El Ministerio de Minas

y Energía contratará con una persona jurídica idónea la gestión técnica del Sistema de Transporte de Gas Natural. Dicho Gestor Técnico implementará, pondrá en marcha y operará la instancia de Gestión de que trata el presente artículo.

El Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural será el responsable de la gestión técnica del Sistema Nacional de Transporte, actualmente conformado por el Sistema de Transporte de Gas del Interior y el Sistema de Transporte de Gas de la Costa Atlántica. Tendrá como función principal propender por mantener la continuidad y seguridad del suministro, el correcto funcionamiento técnico del sistema de gas, el correcto funcionamiento del mercado mayorista de gas y la coordinación entre los sujetos que gestionan o hacen uso de dicho sistema, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Además de las funciones generales que en el presente decreto se atribuyen al Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá, antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente decreto, las funciones específicas que este deberá desarrollar, como parte de las normas que regulan el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema de Transporte de Gas Natural y el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible.

Así mismo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá los cargos que remuneren los servicios prestados por el Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, que deberán ajustarse en la medida en que la Comisión le asigne otras obligaciones.

El Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

i) El Gestor no podrá tener dentro de su objeto social las actividades que desarrollan los Agentes.

ii) El Gestor, sus accionistas y administradores no podrán tener vinculación económica con los Agentes actuales, ni con los que se lleguen a constituir como tales en el futuro. Aplica el concepto de beneficiario real.

iii) El Gestor deberá incorporar en sus estatutos, reglas que garanticen la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la independencia en desarrollo de sus funciones.

iv) Quienes participen en el proceso de contratación del Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural deberán demostrar experiencia comprobada en las materias que estarán a cargo del Gestor.

Artículo 22. Protocolos y acuerdos operativos. Con el fin de establecer los principios y las reglas básicos que deben regir la operación del Sistema Nacional de Transporte, el Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO) desarrollará los protocolos que se requieran para nivelar el sector de acuerdo a las mejores prácticas internacionales. El CNO someterá a consideración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) los respectivos protocolos para que esta entidad los adopte mediante acto administrativo.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) contará con noventa (90) días para pronunciarse sobre los protocolos sometidos a su consideración, realizar los ajustes que estime convenientes y expedir el acto administrativo correspondiente.

De no pronunciarse la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en los plazos señalados, los agentes sectoriales darán aplicación a los mismos, hasta tanto no se manifieste la CREG.

Igual procedimiento aplicará para los Acuerdos Operativos que defina el CNO.

CAPÍTULO VI

De los requerimientos de expansión de la red de transporte para conectar nuevos campos de gas natural, plantas de regasificación, e interconectar mercados de distribución

Artículo 23. El principio de libre acceso y la integración vertical de actividades de suministro y transporte. En virtud de lo dispuesto en el artículo 28 de la Ley 142 de 1994, los productores-comercializadores de un campo de producción, así como los propietarios y/u operadores de plantas de regasificación que requieran la conexión de sus instalaciones al Sistema Nacional de Transporte a través de un nuevo gasoducto, podrán construir y operar la respectiva red sin tener que constituirse en transportadores.

No obstante, deberán garantizar el libre acceso de terceros al respectivo gasoducto, siempre que exista capacidad disponible.

De ser factible técnicamente responder favorablemente a una solicitud de acceso y en el evento de que las partes no lleguen a un acuerdo sobre los términos comerciales del mismo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) podrá imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quien tenga el uso del bien, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 39.4 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 24. El principio de libre acceso y la interconexión de mercados de distribución. Con el fin de facilitar la ejecución de proyectos de ampliación de cobertura del servicio de gas natural y teniendo en cuenta que aplicando el marco regulatorio vigente expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), los gasoductos que interconectan dos Sistemas de Distribución pueden clasificarse indistintamente como redes de distribución o redes de transporte, se establecen las siguientes reglas para expansiones de red que tengan como propósito la interconexión de dos Sistemas de Distribución:

i) Los distribuidores de gas natural podrán acometer estos proyectos de expansión, siempre y cuando, el servicio de distribución en ambos Sistemas sea prestado por el mismo agente o por agentes con vinculación económica, de tal manera que no se comprometa inicialmente

la neutralidad en materia de acceso.

ii) Si el Sistema de Distribución existente y el nuevo pertenecen a distintos Mercados Relevantes, los activos asociados con el proyecto se imputarán como parte de la inversión del Sistema de Distribución del nuevo Mercado Relevante.

iii) Si los dos Sistemas de Distribución pertenecen al mismo Mercado Relevante, los activos asociados con el proyecto se imputarán como parte de la inversión del Sistema de Distribución del Mercado Relevante.

iv) No se podrá negar el libre acceso de terceros al respectivo gasoducto, si existe capacidad disponible. De darse el caso, se aplicará lo dispuesto en el artículo 39.4 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 25. Libre acceso y By Pass de redes. Con el fin de no afectar las condiciones de Conexión y Acceso de todos los usuarios que hacen uso del Sistema Nacional de Transporte y/o los Sistemas de Distribución, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá las condiciones técnicas objetivas que deberán cumplirse para que la conexión a un gasoducto de transporte de un usuario conectado a un Sistema de Distribución, sea posible y recomendable. Para el efecto deberá garantizar que se cumplan los siguientes criterios mínimos:

a) Que exista necesidad técnica para que el usuario de la red de distribución migre a la red de transporte. Es decir, que la demanda del usuario no pueda ser servida a través de la red de distribución por insuficiencia de la misma o por nuevos requerimientos del usuario que no puedan ser cubiertos por el distribuidor;

b) Que exista capacidad disponible de transporte en firme que pueda asignársele al usuario en el corto, mediano y largo plazo;

c) Que la conexión que llegare a requerirse para tener acceso a la red de transporte no implique riesgos en materia de seguridad en lo relacionado con la operación del gasoducto de conexión.

Parágrafo. A partir de la fecha de expedición del presente decreto, toda migración de usuarios desde redes de distribución hacia redes de transporte debe estar sujeta a aprobación previa por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), pudiendo la decisión de la Comisión ser recurrida por cualquiera de las partes involucradas.

CAPÍTULO VII

De las exportaciones e importaciones de gas natural

Artículo 26. Exportaciones de gas natural. Con el fin de incentivar la exploración y explotación de las reservas de gas natural con que cuenta el país y aumentar el gas natural disponible que garantice el abastecimiento de la demanda interna en el mediano y largo plazo, se adoptan las siguientes disposiciones en relación con las exportaciones de gas natural:

a) Solicitudes de Autorización para Exportar

Los agentes que estén interesados en exportar gas natural, ya sea a través de gasoductos o como gas natural licuado o gas natural comprimido, deberán presentar ante el Ministerio de Minas y Energía la respectiva solicitud. En la solicitud se deberá indicar cuáles son las reservas asociadas con la exportación y su tasa de declinación esperada. Las fuentes de la información utilizadas en desarrollo del análisis deberán ser oficiales o debe ser información que pueda ser verificada por las autoridades sectoriales.

b) Evaluación de la Solicitud de Exportación

El Ministerio de Minas y Energía, en un plazo que no superará los tres (3) meses contados a partir de la presentación de la solicitud, se pronunciará sobre la misma aprobando o rechazando la iniciativa.

El Ministerio de Minas y Energía considerará como criterio para la aprobación de la exportación el Factor R/P. Este Factor se calculará como la relación entre las Reservas Probadas y la Producción, teniendo en cuenta las cantidades que serían objeto de exportación.

Si el Factor R/P es mayor a siete (7) años, la solicitud de exportación será sujeta de aprobación.

No obstante, si cumpliéndose el criterio anterior el Ministerio decide no aprobar el respectivo proyecto, sustentará las razones y consideraciones que tuvo en cuenta para denegar la solicitud.

c) Compensaciones por Interrupción de Exportaciones

Declarado un Racionamiento Programado de Gas Natural, de acuerdo con la normatividad vigente, el abastecimiento de la demanda interna se prioriza sobre las exportaciones.

Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los agentes sectoriales que no hayan podido honrar sus contratos de suministro y a quienes se les hayan suplido sus faltantes. El gas natural de exportación será adquirido al mayor precio entre el precio pactado en el contrato de exportación que haya sido objeto de interrupción, descontando del mismo los costos evitados por la suspensión de la exportación y el precio del mercado spot. Si la interrupción involucra un número plural de contratos de exportación, los agentes sectoriales mencionados adquirirán el gas suministrado al mayor precio entre el precio promedio ponderado de las exportaciones afectadas, descontando los costos evitados por la suspensión de las exportaciones y el

precio del mercado spot.

Párrafo 3º modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 9º. De tratarse de exportaciones de gas natural, el agente exportador podrá pactar compensaciones con el agente importador. Dichas compensaciones se pactarán, como máximo, al precio del sustituto energético más económico que pueda utilizar el país importador para suplir las cantidades interrumpidas, exceptuando de la canasta de sustitutos la electricidad. El sustituto deberá quedar definido en el respectivo contrato de exportación. El precio del sustituto al que se alude se establecerá según fuente de información oficial del país importador. El valor máximo de la compensación antes indicada no podrá ser superior al 50% del valor anual del contrato o proporcional para contratos menores a un año.

Texto inicial del párrafo 3º.: “De tratarse de exportaciones de gas natural a través de gasoductos, el agente exportador podrá pactar compensaciones con el agente importador. Dichas compensaciones se pactarán, como máximo, al precio del sustituto energético más costoso del país importador, exceptuando de la canasta de sustitutos la electricidad. El precio del sustituto al que se alude se establecerá según fuente de información oficial del país importador.”.

La compensación deberá ser asumida por los agentes sectoriales que no hayan podido honrar sus contratos de suministro y a quienes se les hayan suplido sus faltantes con el gas en cuestión, en proporción al gas de exportación que les sea suministrado.

El Gestor Técnico del Sistema de Transporte de Gas Natural, de que trata el artículo 21 del presente decreto, será la instancia encargada de liquidar facturar y recaudar en nombre del exportador y a favor de este los montos que se generen como resultado de lo dispuesto en el presente literal.

Parágrafo 1º. Las disposiciones aquí establecidas aplicarán a las modificaciones que se efectúen sobre contratos vigentes a la fecha de expedición del presente decreto, así como a

nuevos compromisos de exportación que se adquieran.

Parágrafo 2°. En los contratos de exportación que se suscriban con posterioridad a la entrada en vigencia del presente decreto se deberán especificar explícitamente aquellos costos que se eviten como resultado de la eventual interrupción de la exportación, con el objeto de viabilizar la aplicación de lo dispuesto en el literal c) del presente artículo.

Artículo 27. Importaciones de gas natural. Los agentes que estén interesados en importar gas natural, ya sea a través de gasoductos o como gas natural licuado o gas natural comprimido, deberán informarlo al Ministerio de Minas y Energía indicando la motivación para desarrollar el proyecto y el destino previsto de las importaciones, sea este el abastecimiento de la demanda interna, el abastecimiento de Usuarios No Regulados del Sector No Termoeléctrico o el abastecimiento de demanda externa.

Parágrafo 1°. Podrán ser propietarios y/u Operadores de Plantas de Regasificación, gasoductos de importación y, en general, de instalaciones de importación, cuya construcción sea definida por los agentes interesados, todos los agentes que actúan en el sector de gas natural o agentes independientes. En el caso de los agentes sectoriales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) evaluará la necesidad de obligar a la empresa de que se trate a tener objeto exclusivo, en los términos del artículo 18 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 2°. Los costos de los proyectos a los que se refiere el presente artículo deberán ser asumidos por el agente interesado en la importación.

Parágrafo 3°. El gas que se importe con destino al abastecimiento de la demanda interna deberá realizarse a través de las subastas establecidas en el artículo 2° del presente decreto.

El gas que se importe con destino al abastecimiento de la demanda de usuarios no regulados o con destino al abastecimiento de demanda externa no estará sujeto a las

subastas establecidas en el artículo 2° del presente decreto.

Parágrafo 4°. En materia de acceso a las instalaciones de importación, el agente interesado en la misma queda sujeto a lo dispuesto en el artículo 10 del Decreto 3428 de 2003.

Parágrafo 5°. Se exceptúan de los procedimientos y las obligaciones establecidas en el presente artículo, así como lo dispuesto en el parágrafo 2° del mismo, los proyectos de importación cuya construcción haya sido definida centralizadamente por parte de las autoridades sectoriales y cuyos costos sean trasladados regulatoriamente a los usuarios finales del servicio a través de cargos imputados a los segmentos monopolísticos de la cadena de prestación del servicio.

Artículo 28. Estatuto de Racionamiento. Cuando el Ministerio de Minas y Energía considere que se encuentran operativas y en funcionamiento las disposiciones establecidas en el presente decreto, ajustará la normatividad que se encuentre vigente en desarrollo de lo establecido en el artículo 16 de la Ley 401 de 1997, armonizándolas con lo previsto en este decreto.

Artículo 29. Modificado por el Decreto 2807 de 2010, artículo 10. Modificaciones y Derogatorias. En virtud del presente Decreto se modifica el Parágrafo 1 del Artículo 2 del Decreto 1514 de 2010 y se derogan el artículo 4° del Decreto 2687 de 2008 y el artículo 5° del Decreto 4670 de 2008: los artículos 9° y 11 del Decreto 2687 de 2010, (sic, debe ser Decreto 2687 de 2008), una vez expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la regulación de las subastas de que trata el artículo 2° del presente Decreto, se derogan los artículos 6°, 7° y 8° del Decreto 2687 de 2008 y los artículos 1° y 2° del Decreto 4670 de 2008; una vez el Ministerio de Minas y Energía modifique la Resolución 18 2349 de 2009 por la cual se establecen los procedimientos generales para el cálculo y determinación del Factor R/P de Referencia y se establezca la metodología de cálculo del Factor R/P de que trata el Literal b) del Literal, quedando derogado el artículo 13 del Decreto 2687 de 2008; y

demás normas que sean contrarias al presente Decreto.

Texto inicial del artículo 29.: “Modificaciones y derogatorias. En virtud del presente decreto se modifica el parágrafo 1° del artículo 2° del Decreto 1514 de 2010 y se derogan el artículo 4° y el parágrafo del artículo 13 del Decreto 2687 de 2008 y el artículo 5° del Decreto 4670 de 2008. Una vez expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la regulación de las subastas de que trata el artículo 2° presente decreto, se derogan los artículos 6°, 7° y 8° del Decreto 2687 de 2008 y los artículos 1° y 2° del Decreto 4670 de 2008; y demás normas que sean contrarias al presente decreto.”.

Artículo 30. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 29 de julio de 2010.

ÁLVARO URIBE VÉLEZ

El Ministro de Minas y Energía,

Hernán Martínez Torres.