

ANALISIS DE LOS CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GAS, DE ACUERDO  
CON EL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACION DE LA COMISION DE  
REGULACION DE ENERGIA Y GAS

LUISA FERNANDA LOPEZ SANTOS  
LUISA FERNANDA PICON RANGEL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS HUMANAS  
ESCUELA DE DERECHO Y CIENCIA POLÍTICA  
BUCARAMANGA  
2013

ANALISIS DE LOS CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GAS, DE ACUERDO  
CON EL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACION DE LA COMISION DE  
REGULACION DE ENERGIA Y GAS

LUISA FERNANDA LOPEZ SANTOS  
LUISA FERNANDA PICON RANGEL

TRABAJO DE GRADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE  
ABOGADO

DIRECTOR  
LUIS RAUL CARVAJAL ALMEIDA

TUTOR  
AURA RODRIGUEZ BURBANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS HUMANAS  
ESCUELA DE DERECHO Y CIENCIA POLÍTICA  
BUCARAMANGA

2013

## DEDICATORIA

*A la mitad de mi vida, y la razón de la misma*

*Mi apoyo constante, mi ejemplo a seguir,*

*Mi felicidad, MAMA.*

*Mi orgullo y el hombre de mi vida,*

*Gracias por la fe y el apoyo constante, TITO.*

*Mi compañera y mejor amiga,*

*Luisa Picón, 5 años de carrera,*

*6 meses de práctica*

*Y toda una vida de amistad.*

*Lolalove –Mia*

**LUISA FERNANDA LOPEZ SANTOS**

*A Dios por darme la oportunidad y  
La dicha de la vida,  
Por llenarme de fortaleza en cada paso que doy.*

*A mis padres,  
Por su constante apoyo,  
Sus esfuerzos, su paciencia y su amor.*

*A mi hermano,  
Por ser una razón más para cumplir mis metas,  
Por su cariño y alegría.*

*A mi abuelita,  
Por ayudarme a crecer y por su cariño.*

*A Braulio Gandur,  
Por su incondicionalidad y sus consejos.*

*A mi compañera y amiga,  
Luisa Fernanda López,  
Por emprender esta tarea conmigo  
Y todo su apoyo.*

*LUISA FERNANDA PICON RANGEL*

## **AGRADECIMIENTOS**

LAS AUTORAS AGRADECEN:

A la Transportadora de Gas Internacional S.A ESP - TGI S.A ESP, bajo la Dirección de Luis Raúl Carvajal Almeida, quien nos brindó la oportunidad de realizar allí nuestra práctica empresarial, por su confianza, guía y apoyo durante este proceso.

A nuestros compañeros dentro de la empresa, por su apoyo, comprensión ayuda y por estar siempre dispuestos a guiarnos en el camino recorrido dentro de la misma, Angélica, Carolina, Alejandra, Carol, María Andrea, Adrian, Edward y Silvia.

Finalmente a la Escuela de Derecho y Ciencia Política de la Universidad Industrial de Santander, su maravillosa secretaria Cristina Gómez, y especialmente al Profesor René Álvarez, por su asesoraría, guía y apoyo constante en la resolución de dudas y desarrollo de la práctica.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	17
1. LA TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR TGI S.A ESP .....	25
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA. ....	25
1.1.1 Misión.....	26
1.1.2 Visión .....	26
1.1.3 Marco del Negocio .....	27
1.2 SERVICIOS OFRECIDOS POR LA ORGANIZACIÓN: .....	27
1.2.1 Políticas Empresariales .....	32
1.2.1.1 Política de responsabilidad empresarial.....	32
1.2.1.2 Política de gestión de riesgos .....	32
1.2.1.3 Código de Ética.....	32
1.2.1.4 Estructura Contractual y Clientes.....	33
1.3 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL: .....	33
1.3.1 Composición y principales funciones de los Comités .....	34
1.3.1.1 Comité de Presidencia .....	34
1.3.1.2 Comité de Contratación .....	35
1.3.1.3 Práctica Empresarial .....	35
2. EL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS .....	37
2.1. LA COMERCIALIZACION DENTRO DEL MARCO DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG).....	37
2.2 NATURALEZA LEGAL DE LOS CONTRATOS DE TRANSPORTE DE TGI S.A. ESP .....	41
2.2.1 Tipos de Contratos.....	42

2.2.2 Aplicabilidad de estos contratos dentro del Nuevo Modelo de Comercialización de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. ....	44
2.2.3 Eventos Eximentes de Responsabilidad .....	47
2.2.4 Incumplimiento de los Contratos .....	49
2.2.4.1 Otros aspectos importantes de Incumplimiento contractual .....	50
2.3 CONCEPTOS MANEJADOS EN LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS SEGÚN LAS RESOLUCIONES DE LA CREG. ....	51
3. PROCESAMIENTO Y ANALISIS RESPECTO DEL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS .....	57
3.1 POLÍTICAS, ESTRUCTURA Y PROCEDIMIENTOS DEL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. ....	57
3.1.1 Perspectivas y enfoques a asumir a partir del Nuevo Modelo de Comercialización de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Decreto 089 de 2013. ....	59
3.2 POSIBLES BRECHAS EXISTENTES ENTRE LAS PRÁCTICAS ACTUALES DE LA INDUSTRIA Y EL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. ....	61
4. DIFERENCIAS EXISTENTES ENTRE LOS MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. ....	66
4.1 VENTAJAS O FALENCIAS DE LA IMPLEMENTACION DEL NUEVO MODELO DE LA CREG. ....	68
4.1.1 Contratos del Mercado Primario: .....	69
4.1.1.1 Los Participantes del Mercado Primario de Suministro y Transporte .....	76
4.1.2 Contratos en el Mercado Secundario de Suministro y Transporte .....	76
4.1.2.1 Los participantes del mercado secundario de Suministro y de Transporte	78
5. LA APLICACIÓN DEL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. ....	81

CONCLUSIONES .....86  
BIBLIOGRAFIA.....90  
ANEXOS.....92

## LISTA DE GRÁFICOS

GRAFICA 1 MAPA DE SISTEMA DE TRANSPORTE INTEGRADO TGI S.A. ESP .....	31
GRAFICA 2 ESTRUCTURA ORGANIZACIÓN TGI S.A. ESP .....	34
GRAFICA 3 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA .....	36
GRAFICA 4 COMERCIALIZACION DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS .....	39
GRAFICA 5 CONCEPTOS REGULATORIOS DEL MERCADO MAYORISTA .....	52
GRAFICA 6 CONTRATOS EN EL MERCADO PRIMARIO .....	69
GRAFICA 7 PARTICIPANTES DEL MERCADO PRIMARIO .....	76
GRAFICA 8 CONTRATOS EN EL MERCADO SECUNDARIO .....	76
GRAFICA 9 PARTICIPANTES DEL MERCADO SECUNDARIO .....	78
GRAFICA 10 ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL .....	82

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1 RESOLUCION 089 DE LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIAS Y GAS .....	92
--	----

## RESUMEN

### TITULO:

ANALISIS DE LOS CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GAS, DE ACUERDO CON EL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACION DE LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS.

(\*)

### AUTORAS:

LOPEZ Santos Luisa Fernanda

PICON Rangel Luisa Fernanda (\*\*)

### PALABRAS CLAVE:

Contrato, Transporte, Gas Natural, Comercialización, Servicio Público, CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas).

### DESCRIPCIÓN:

El transporte de Gas es toda la red nacional de gasoductos que permite llevar el gas a las distintas ciudades y municipios en las diferentes regiones del país.

Nuestro país, cuenta con una red de gasoductos de aproximadamente 6,100 Km. La Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P. presta el servicio de transporte de gas mediante una red de 3.774 kilómetros de gasoductos extendida desde La Guajira hasta el Valle del Cauca.

TGI realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoductos más extensa de Colombia, prestando el servicio de transporte de gas natural en el denominado "sistema del interior del país".

Establecida la función que dentro del esquema del transporte de gas tiene TGI S.A. E.S.P, se busca con el desarrollo del presente proyecto establecer porque es necesario para TGI S.A. E.S.P un marco de comercialización de gas, teniendo como lineamiento la última resolución emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Lo anterior teniendo en cuenta que el sistema de transporte de gas Colombiano está basado en contratos, y que la prestación del servicio de transporte y la expansión de la red dependen de la existencia y de los términos de los contratos entre transportadores y usuarios.

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad ciencias humanas, escuela de derecho y ciencia política, director del proyecto: CARVAJAL Almeida Luis Raúl.

## ABSTRACT

### TITLE:

ANALYSIS OF GAS TRANSPORT CONTRACTS IN ACCORDANCE WITH THE NEW MODEL OF COMMERCIALIZATION FROM REGULATORY COMMISSION OF ENERGY AND GAS. (\*)

### AUTHORS:

LOPEZ Santos Luisa Fernanda

PICON Rangel Luisa Fernanda (\*\*)

### KEY WORKS:

Contract, Transportation, Natural Gas, Marketing, Public Service, CREG (Regulation Commission of Energy and Gas).

### DESCRIPTION:

Gas transportation is the national network of pipelines that allows to bring gas to various cities and municipalities in different regions of the country.

Our country has a pipeline network of approximately 6,100 Km. The International Gas Transportation Company - TGI SA E.S.P. ship the gas through a network of 3,774 miles of pipeline extending from La Guajira to the Valle del Cauca.

TGI performs the operation and maintenance of more extensive pipeline network of Colombia, providing transportation services for natural gas in the so-called "system in the inner of the country".

Established the function that has TGI SA ESP inside the scheme of the gas transport, will look with the development of this project determine why it is necessary to TGI SA ESP to establish framework gas marketing, taking as a guideline the latest decision issued by the Regulatory Commission of Energy and Gas (CREG).

This taking into account that the gas transport system in Colombia is based on contracts, and that the provision of transport services and the expansion of the network depend on the existence and the terms of contracts between carriers and users.

\* Work degree

\*\* Faculty sciences, school of law and political science, director of the project: CARVAJAL Almeida Luis Raul.

## INTRODUCCIÓN

El transporte de Gas es toda la red nacional de gasoductos que permite llevar el gas a las distintas ciudades y municipios en las diferentes regiones del país. En las afueras de cada municipio ubican unas estaciones “city gate” o “puerta de ciudad” donde filtran el gas, le bajan la presión y lo miden, este es el punto de entrega para las empresas distribuidoras y/o comercializadoras.

Ahora bien, podemos definir el contrato de transporte de gas como un contrato uniforme, consensual, oneroso y de tracto sucesivo, en virtud del cual por medio de acuerdo de voluntades, un transportador se obliga para con un remitente a transportar una determinada cantidad de gas desde un Punto de Entrada hasta un Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte, de acuerdo a estipulaciones que han sido previamente definidas por el prestador del servicio<sup>1</sup>.

Colombia tiene una red de gasoductos de aproximadamente 6,100 Km. La Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P. es una empresa que presta el servicio de transporte de gas mediante una red de 3.774 kilómetros de gasoductos extendida desde La Guajira hasta el Valle del Cauca. Desde el 3 de marzo de 2007 cuando recibió los gasoductos de Ecogás como su activo más importante, TGI S.A. E.S.P., mantiene la responsabilidad del transporte de gas en el interior del país.

---

<sup>1</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 (3, de diciembre, 1999). Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT). Bogotá, D.C: El Ministerio, 1999. 7p.

TGI realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoductos más extensa de Colombia, prestando el servicio de transporte de gas natural en el denominado “sistema del interior del país”, mediante una red de gasoductos que se extiende desde La Guajira hasta Valle del Cauca y desde los Llanos Orientales hasta Huila y Tolima, atravesando así varios departamentos de la región andina. Esta red está conformada por un sistema de tres gasoductos principales, a los cuales se conectan ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a las residencias, industrias, comercios y otros usuarios a través de redes domiciliarias de distribución o en forma directa, mediante conexiones al sistema de transporte de TGI a través de su propia red y de aquella que es contratada con el sector privado.

Ahora bien, estableciendo la función que dentro del esquema del transporte de gas tiene TGI S.A. E.S.P, buscamos con el desarrollo del presente proyecto establecer porque es necesario para TGI S.A. E.S.P un marco de comercialización de gas.

Y es que el sistema de transporte de gas Colombiano está basado en contratos. Es decir que, la prestación del servicio de transporte y la expansión de la red dependen de la existencia y de los términos de los contratos entre transportadores y usuarios.

Por lo tanto, el Transportador sólo obtiene sus ingresos mediante la realización de contratos con los clientes y el cobro de las tarifas por transporte, que están sujetas a los cargos máximos regulados que la CREG establece periódicamente, reflejados en las regulaciones GREG 079 de 2001, 56 de 1997, 101 de 2010, 090 de 2012.

## CONCEPTUALIZACIÓN

Para el desarrollo del presente trabajo de grado, es necesario hacer claridad sobre los diferentes conceptos que se relacionaran a lo largo de la investigación, así:

### **SERVICIO PÚBLICO DE GAS COMBUSTIBLE**

Dentro de la ley 142 de 1994, en su artículo 14, inciso 14.28 se conceptualiza el servicio público domiciliario de gas combustible y se extiende dicha normatividad a la comercialización de este. Cita la norma textualmente “*Servicio público domiciliario de gas combustible. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria*”<sup>2</sup>.

### **COMERCIALIZACION DEL GAS**

En cuanto a la comercialización del Gas, específicamente en el artículo 176 de la ya mencionada ley 142 de 1994, se establece el alcance de la misma, especificando que, en determinado caso, cuando la Nación considere necesario podrá, directamente o a través de contratos con terceros, organizar licitaciones a las que pueda presentarse cualquier empresa, pública o privada, nacional o extranjera, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el

---

<sup>2</sup> CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 142 (11, julio, 1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones: Diario Oficial. Bogotá, D.C 1993no.41.433.art.128.

suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos a los que se refiere esta Ley.

La comisión de regulación señalará, por vía general, las condiciones de plazo, precio, y participación de usuarios y terceros que deben llenar tales contratos para facilitar la competencia y proteger a los usuarios.

La Comisión de regulación de energía y gas<sup>3</sup>, define la Comercialización como la actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado, o a los usuarios finales. A su vez, define al Comercializador, como el participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización, limitando la vinculación alguna de estos con productores-comercializadores, con comercializadores de gas importado o con procesadores de gas en el SNT<sup>4</sup>.

### **PRODUCCIÓN:**

Es la obtención del gas natural extraído de los yacimientos. Se puede encontrar de dos formas: combinado con petróleo, como en los campos de Cusiana (gas asociado) y sólo gas, como en los campos de La Guajira (gas libre).

### **TRANSPORTE:**

Es la conducción del gas natural a través de tuberías de acero y a alta presión, desde los campos de generación hasta la entrada de las ciudades (puertas de ciudad) y grandes consumidores como las termoeléctricas. Al conjunto de tuberías

---

<sup>3</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 113 (8, de octubre, 2012). Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural". Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012. 122p.

<sup>4</sup> Sistema Nacional de Transporte de Gas

por donde se transporta este combustible se le denomina Sistema Nacional de Transporte

## **DISTRIBUCIÓN**

Es la conducción del gas natural a través de tuberías de baja presión, en su mayoría de polietileno, desde la puerta de ciudad hasta el usuario final (residencias, oficinas, colegios, hospitales, hoteles, entre otros).

## **COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG)**

La comisión de Regulación de Energía y Gas es una entidad eminentemente técnica cuyo objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

Regula los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores, regulando los monopolios, incentivando la competencia donde sea posible y atendiendo oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

La comisión de regulación, a su vez limita el alcance de los comercializadores de gas importado, en el numeral primero del artículo 19, de la ya antes mencionada Resolución N. 113 de 2012, lo cual será objeto de análisis en el desarrollo del presente proyecto.

## **GASODUCTO:**

Tubería metálica de gran diámetro, empleada en el transporte a grandes distancias de gas natural. Los gasoductos permiten la distribución de gas natural desde los yacimientos a los centros de consumo o, en su caso, hasta los puertos de embarque o centros de carga, donde se licúa para facilitar su transporte por vía marítima (lo más habitual) o terrestre. Por comparación, son un sistema joven de transporte por tubería. Éste dio comienzo con los oleoductos, más fáciles y menos costosos de construir y mantener. Al igual que los anteriores, los gasoductos se construyen mediante la unión por soldadura de tubos de acero que se colocan en la superficie o enterrados en estrechas zanjas. Sin embargo, las características físicas del gas imponen algunas diferencias. La energía necesaria para el transporte se logra mediante estaciones de impulsión intercaladas en la red de tuberías, y la movilización del gas se realiza con turbinas. El número de estas estaciones es mucho mayor, para una distancia dada, que en el caso de un oleoducto

Además, teniendo en cuenta que el sistema de transporte de gas Colombiano está basado en contratos, la prestación del servicio de transporte y la expansión de la red dependen de la existencia y de los términos de los contratos entre transportadores y usuarios. Deberán tenerse en cuenta los siguientes tipos de contratos:

### **CONTRATOS EN FIRME**

Son aquellos en que se garantiza el servicio de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Los cargos fijos aplican a la capacidad contratada en firme.

## **CONTRATOS INTERRUMPIBLES**

Son aquellos en los que no se asume compromiso de continuidad del servicio de capacidad máxima de transporte de gas natural. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato. Las tarifas por transporte interrumpible no están reguladas por la CREG y su cálculo depende de las condiciones del mercado.

La Comercialización del Gas, es la actividad de comprar grandes cantidades de gas natural a los productores para venderla a los usuarios o a otras empresas del sector. Así mismo contempla las actividades relacionadas con la medición del consumo a través de los contadores, la facturación del servicio, y en general, las involucradas con la atención a los usuarios (atención de consultas, reclamos, etc.).

### **CONTRATO DE OPCIÓN DE COMPRA DE GAS, OCG:**

Contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, cuando el precio del pre despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este últimos en los términos de la resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El comprador pagara una prima por el derecho a tomar hasta la máxima cantidad de gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagara mensualmente.

### **CONTRATO DE OPCIÓN DE COMPRA DE TRANSPORTE, OCT:**

Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, cuando el precio del pre despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de

2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El comprador pagara una prima por el derecho a disponer hasta de la capacidad máxima, y un precio de transporte al momento del transporte de la cantidad nominada. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.

**CONTRATO DE SUMINISTRO CON FIRMEZA CONDICIONADA:**

Contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto cuando el precio del pre despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006.

**CONTRATO DE TRANSPORTE CON FIRMEZA CONDICIONADA:**

Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto cuando el precio del despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006.

## 1. LA TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR TGI S.A ESP

### 1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.

La Transportadora de Gas Internacional (TGI) es una empresa colombiana cuyo mayor accionista es el Grupo Energía de Bogotá, y que presta servicio público de transporte de gas, con responsabilidad social, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad. En la actualidad es la mayor transportadora de gas por ductos en Colombia con 3 mil 774 kilómetros de gasoductos, con capacidad disponible de hasta 420 Mpcd.

TGI S.A. ESP es una empresa constituida como sociedad anónima por acciones, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, con funciones de prestación de servicios públicos, conforme a las disposiciones de la ley 142 de 1.994, constituida mediante escritura pública No. 67 de 16 febrero de 2007 de la Notaria Once de la Ciudad de Bucaramanga, inscrita en la Cámara de Comercio de Bucaramanga el 19 de febrero de 2007 bajo el número 69863, con matrícula mercantil 05-000138524-04 y NIT 900134459-7, en una proporción de un 97.98% esta es propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá y dada la naturaleza de la empresa está sujeta a la regulación, vigilancia y control de autoridades como la Comisión de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la superintendencia de servicios públicos domiciliarios.



Su infraestructura se extiende desde el Departamento de La Guajira en el norte sobre la

Costa Caribe hasta los Departamentos de Tolima y Huila en el Centro y Sur del país. También lo hace desde los Departamentos de Casanare y Meta en el oriente hasta el Departamento del Valle en el Occidente, pasando por la sabana donde se encuentra Bogotá en el centro del país.

TGI en consecuencia atiende el mercado más importante y de mayor crecimiento en Colombia. Por lo demás, dada las características del negocio cuenta con ingresos estables mediante contratos a largo plazo y tarifas que combinan dólares estadounidenses y pesos colombianos.

TGI realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoductos más extensa de Colombia (3.774 kilómetros), prestando el servicio de transporte de gas natural en el denominado “sistema del interior del país”, mediante una red de gasoductos que se extiende desde La Guajira hasta Valle del Cauca y desde los Llanos Orientales hasta Huila y Tolima, atravesando así varios departamentos de la región andina. Esta red está conformada por un sistema de tres gasoductos principales, a los cuales se conectan ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a las residencias, industrias, comercios y otros usuarios a través de redes domiciliarias de distribución o en forma directa, mediante conexiones al sistema de transporte de TGI a través de su propia red y de aquella que es contratada con el sector privado.

### **1.1.1 Misión**

Somos una empresa del Grupo Energía de Bogotá que genera valor a sus accionistas mediante la prestación del servicio de transporte de hidrocarburos nacional e internacional, con responsabilidad global, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador y eficiente.

### **1.1.2 Visión**

Ser en el año 2024 la primera empresa transportadora independiente de gas natural en América Latina, reconocida por su responsabilidad global y por sus prácticas de clase mundial.

### **1.1.3 Marco del Negocio**

La Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P. es una empresa que presta el servicio de transporte de gas mediante una red de 3.774 kilómetros de gasoductos extendida desde La Guajira hasta el Valle del Cauca. Desde el 3 de marzo de 2007 cuando recibió los gasoductos de Ecogás como su activo más importante, TGI S.A. E.S.P., mantiene la responsabilidad del transporte de gas en el interior del país.

### **1.2 SERVICIOS OFRECIDOS POR LA ORGANIZACIÓN:**

TGI realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoducto más extensa de Colombia en 3.774 Kilómetros, prestando el servicio de transporte de gas natural en el denominado “sistema del interior del país” mediante una red de gasoducto que se extiende desde la Guajira hasta el valle del Cauca y desde los Llanos Orientales hasta Huila y Tolima, atravesando así varios departamentos de la región andina. Esta red está conformada por un sistema de tres gasoductos principales, a los cuales se conectan ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a las residencias, industrias, comercios y otros usuarios a través de redes domiciliarias de distribución o en forma directa, mediante conexiones al sistema de transporte de TGI a través de propia red y de aquella que es contratada con el sector privado.

Parte de la red fue construida utilizando oleoductos ya existentes que transportaban petróleo crudo, los que por medio de un proceso de conversión, fueron habilitados para el transporte de gas. Otra parte fue construida directamente por Ecopetrol y, tanto la una como la otra, fueron construidos y financiados por la industria privada, bajo el sistema BOMT (Build Operate Maintain and Transfer). Posteriormente, en 2007, estos gasoductos fueron cedidos por Ecogás a TGI S.A. ESP.

Red de Gasoducto:

Red de gasoductos directamente operados y mantenidos: 2.925 Km.

Red de gasoducto bajo contratos BONMT: 760.3 Km.

Red de Gasoducto Nacional:

Gasoducto Ballena - Barrancabermeja

Gasoducto Centro - Oriente

Sur de Bolívar - Santander

Gasoducto Mariquita - Cali

Gasoducto Cusiana Apiay - Bogotá

Gasoducto Cusiana Porvenir - La Belleza

Gasoducto Morichal - Yopal

Proyecto de Expansión Loops:

Fase 1: En operación

Tramo Samacá – Santa Sofia: 37 Km

Tramo Vasconia – El Camilo: 58 Km

Fase 2: En construcción

Cusiana – El Porvenir: 33 Km

Porvenir – Miraflores: 54 Km

Miraflores – Puente Guillermo. 64 Km

La Belleza – El Camilo. 36 Km

Estaciones Compresoras:

Siete (7) estaciones de compresión en gasoducto Ballena Barrancabermeja con una capacidad de compresión desde 2320 MPCD hasta 260 MPCD.

Cuatro (4) estaciones de compresión en el gasoducto Cusiana – Vasconia – Cali con una capacidad de compresión desde 150 MPCD hasta 280 MPCD.

Una (1) estación en el Gasoducto Mariquita – Neiva con una capacidad de compresión de 20 MPCD.

La Transportadora de Gas Internacional ofrece el siguiente portafolio de servicios:

Transporte en firme: Servicio de transporte consistente en garantizar la capacidad de ruta que el remitente requiere.

Transporte Interrumpido: Servicio de transporte que prevé y permite ser interrumpido por cualquiera de las partes.

Desvío: Es un tipo de servicio que consiste en el cambio de los puntos de entrada y en los puntos de salida con respecto al origen y destinación inicial o primaria especificada en el contrato de transporte. Este servicio es prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme a la fecha de la solicitud.

Transporte Ocasional: Servicio prestado a remitentes que tengan contratos de transporte en firme, vigente a la fecha de la solicitud, y comprende volúmenes por encima del contrato.

Parqueo-empaquetamiento: Servicio de almacenamiento de gas natural en la red de gasoductos por un período determinado de tiempo bajo la modalidad interrumpible.

Préstamo de Gas: Servicio a corto plazo de préstamo de gas del inventario operativo que posee TGI.

GRAFICA 1 MAPA DE SISTEMA DE TRANSPORTE INTEGRADO TGI S.A. ESP



## **1.2.1 Políticas Empresariales**

### **1.2.1.1 Política de responsabilidad empresarial**

La Responsabilidad Social Empresarial de TGI S.A. ESP es el conjunto de políticas, prácticas y valores corporativos asumidos como un compromiso con los grupos de interés, para alcanzar el apoyo y la cooperación necesarios en la gestión que desarrolla la Empresa en todos los ámbitos de actuación, disponiendo de manera voluntaria de sus diferentes recursos.

### **1.2.1.2 Política de gestión de riesgos**

Sistema de administración de riesgos basado en la metodología establecida en el estándar australiano, que permite identificar, analizar, evaluar, valorar, aceptar y comunicar los riesgos asociados a la operación de la Empresa. Éste proyecto constituye la base para la implementación del sistema de gestión integral de riesgos con el fin de garantizar que se cuenta con un marco adecuado para manejar estos eventos frente a las amenazas inherentes a los procesos del negocio y a aquellas que provienen del entorno de estos.

Su objetivo es controlar los riesgos que generan vulnerabilidad a los recursos humanos, financieros, ambientales, de información y de imagen corporativa.

### **1.2.1.3 Código de Ética**

En su Código de Ética TGI declara sus criterios y marco de actuación respecto al fraude, como parte de los mecanismos de direccionamiento y control. Así mismo, valora su reputación como una empresa cumplidora de las leyes, respetuosa, ética y justa.

La reputación es fundamentada en la manera como el Presidente, Vicepresidentes, Gerentes, Directores, Jefes, Supervisores de Órdenes de Prestación de Servicio personales, Interventores de Contratos de Prestación de

Servicio personales, colaboradores, contratistas de prestación de servicios personales y personal tercerizado, ejecutan su labor, mantienen sus relaciones internas, con los clientes, proveedores, accionistas y con la comunidad en general; y realizan todos sus actos con honestidad, transparencia y ética.

#### **1.2.1.4 Estructura Contractual y Clientes**

En su mayoría, los contratos de transporte cuentan con vigencia hasta 2020, algunos hasta 2017 y otros hasta 2024.

Al finalizar el año 2011, TGI tenía suscritos 97 contratos de transporte de gas natural en firme, cuya vida remanente es de 9,8 años.

### **1.3 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL:**

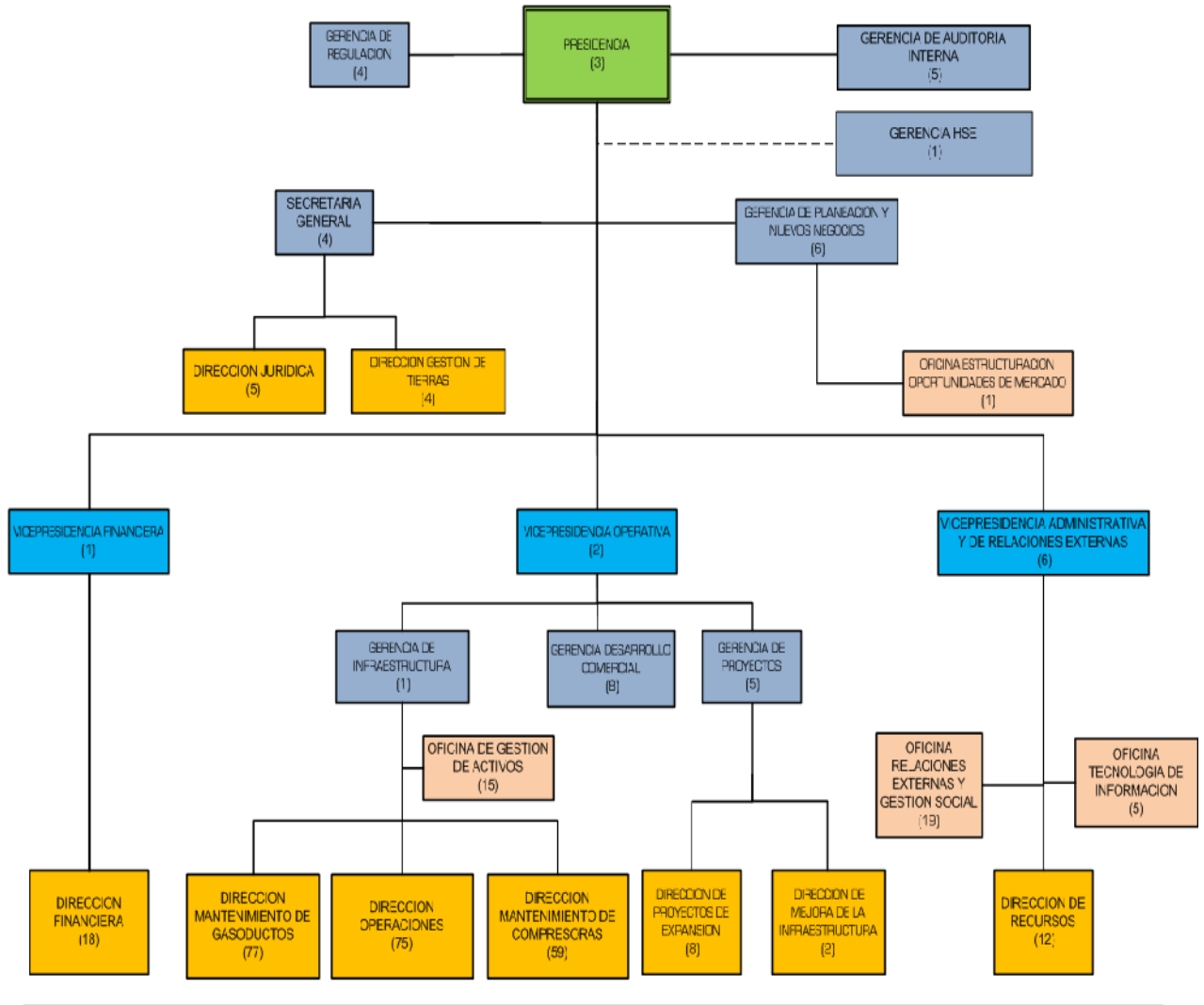
TGI S.A ESP tiene una junta directiva conformada por siete (7) miembros principales y siete (7) suplentes. Todos los miembros de la Junta Directiva son designados por la Asamblea General de TGI S.A. ESP.

La estructura orgánica de TGI S.A. ESP, está conformada por ciento sesenta y un (161) empleados dedicados a las labores administrativas y de operaciones y mantenimiento de la infraestructura de gas<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Manual del Sistema de Gestión Integrado TGI S.A., Gestión Gerencial

GRAFICA 2 ESTRUCTURA ORGANIZACIÓN TGI S.A. ESP



### 1.3.1 Composición y principales funciones de los Comités

#### 1.3.1.1 Comité de Presidencia

Este comité tiene la función de asesorar al Presidente en la adopción e implementación de políticas, directrices y decisiones relacionadas con la gestión administrativa, económica y financiera de los negocios de la Empresa.

El comité tiene a su cargo la verificación del contenido de las solicitudes de oferta, la revisión de la calificación y la evaluación de las mismas, así como la estimación de las prórrogas y modificaciones de los contratos; En los procedimientos contractuales, cuya cuantía supere el equivalente a quinientos (500) salarios mínimos legales mensuales vigentes, y en aquellos que sean de competencia del Presidente, sin importar la cuantía.

#### **1.3.1.2 Comité de Contratación**

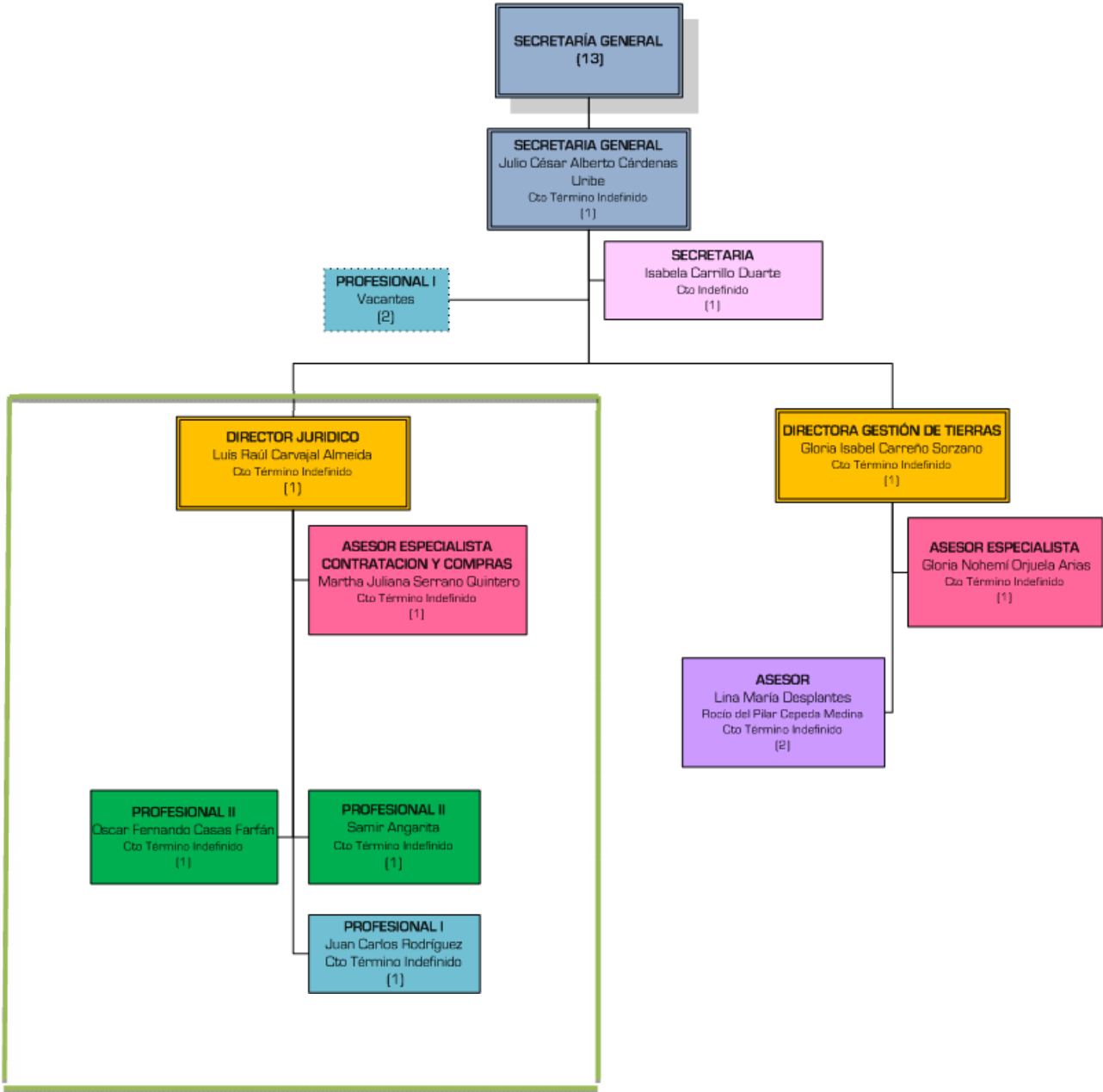
Este comité tiene a su cargo la verificación del contenido de las solicitudes de oferta, la calificación y evaluación de las prórrogas y modificaciones de los contratos, en procedimientos contractuales cuya cuantía supere el equivalente a cien salarios mínimos legales mensuales vigentes (100 SMLMV).

#### **1.3.1.3 Práctica Empresarial**

TGI SA ESP, ofrece la oportunidad de realizar la práctica Empresarial a estudiantes universitarios con el propósito de permitirles integrar y aplicar los conocimientos teóricos adquiridos durante su formación en contextos específicos de su profesión desarrollando además sus aptitudes y habilidades personales y llevando a cabo proyectos dentro de la Empresa que le permitan un contacto real con el mercado laboral y empresarial.

Para el presente caso, la práctica empresarial se realizará en apoyo a la Secretaría General de la empresa, específicamente a la dirección Jurídica; bajo la orientación y supervisión del Director Jurídico, Dr. Luis Raúl Carvajal Almeida.

GRAFICA 3 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA



## **2. EL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

### **2.1. LA COMERCIALIZACION DENTRO DEL MARCO DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)**

La comisión de Regulación de Energía y Gas tiene como función establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del sistema nacional a través del reglamento único de transporte<sup>6</sup>

La Ley que establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios, Ley 142 de 1994, en su artículo 73, establece que corresponde a estas comisiones regular los monopolios en la prestación de servicios públicos, cuando la competencia no sea de hecho, posible, y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante y produzcan servicios de calidad.<sup>7</sup>

Ahora bien, para entrar a un marco de comercialización las empresas deben estar sujetas al derecho de los servicios públicos domiciliarios, constituidos en la ley 142 de 1994, la cual crea varias categorías de las empresas de servicios públicos domiciliarios como la empresa de servicios públicos mixta, como es el caso de TGI S.A. ESP, aquella en cuyo capital la nación, las entidades territoriales, o las

---

<sup>6</sup> CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 401 (11, julio, 1997). Por la cual se crea la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Viceministerio de Hidrocarburos y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C 1993 no. 43.114. 1p.

<sup>7</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 113 (8, de octubre, 2012). Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural". Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012.

entidades descentralizadas de aquella o éstas tienen aportes iguales o superiores al 50%.

Conceptualizando entonces, la Comercialización es la actividad de comprar grandes cantidades de gas natural a los productores para venderla a los usuarios o a otras empresas del sector. Así mismo contempla las actividades relacionadas con la medición del consumo a través de los contadores, la facturación del servicio, y en general, las involucradas con la atención a los usuarios (atención de consultas, reclamos, etc.).

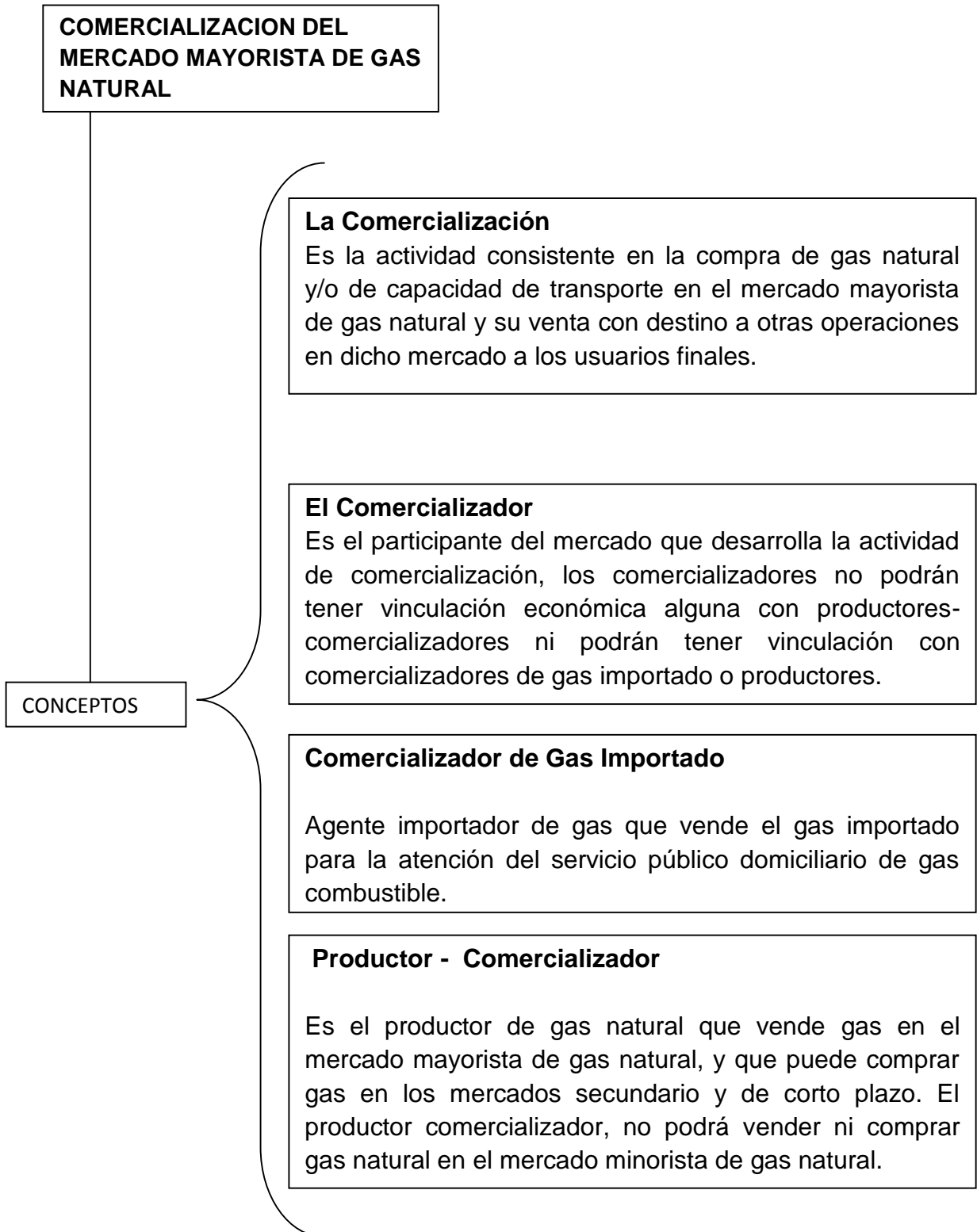
A todo lo anterior, es a lo que se le denomina Sistema Nacional de Transporte<sup>8</sup>.

La resolución 113 de 2012 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la cual se regulan todos los aspectos comerciales del mercado mayorista del gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, establece conceptos relacionados con la Comercialización del mismo. Así:

---

<sup>8</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 0011 (12, febrero, 2003). "Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería". Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012.

## GRAFICA 4 COMERCIALIZACION DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS



### **Vendedores de Gas Natural**

Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT, son los únicos participantes en el mercado que podrán vender gas natural en el mercado primario.

### **El Mercado mayorista de Gas Natural**

Está compuesto por dos clases de mercados, el primario y el secundario; el mercado primario es aquel donde los productores - comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT pueden vender gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden realizar la venta de su capacidad de transporte.

## **2.2 NATURALEZA LEGAL DE LOS CONTRATOS DE TRANSPORTE DE TGI S.A. ESP**

Estableceremos los contratos de transporte de gas, como contratos uniformes, consensuales, onerosos y de tracto sucesivo, en virtud de los cuales por medio del acuerdo de voluntades, un transportador se obliga para con un remitente a transportar una determinada cantidad de gas desde un punto de entrada hasta un punto de salida del Sistema Nacional de Transporte, de acuerdo con las estipulaciones que han sido previamente definidas por el prestador del servicio.

También es importante mencionar que, Según los artículos 1 y 14.28 de la ley 142 de 1994 el transporte de gas, es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible, actividades estas que se regulan al igual que los servicios públicos por la dicha ley 142/94. Por ser considerado el transporte de gas actividad complementaria de servicio público, este contrato se regula según lo dicho en el artículo 132 de la ley 142, donde de manera jerárquica se establece el régimen legal aplicable a los contratos de servicios públicos; la regulación es la siguiente:

Ley 142 de 1994: régimen de los servicios públicos domiciliarios.

Resolución Comisión Regulación Energía y Gas (CREG) 057 30 de julio 1996: Marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias

Resolución CREG No 071 diciembre 03 1999: Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT).

Condiciones especiales que se pacten con los usuarios.

Condiciones uniformes que señalen las empresas de servicios públicos.

Las normas del código de comercio y el código civil.

### 2.2.1 Tipos de Contratos

A continuación se mencionaran y explicaran brevemente los contratos de transportes legalizados dentro de la transportadora de Gas del Interior, TGI S.A. ESP, teniendo en cuenta las Resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas dentro del marco de Comercialización.

<b>CONTRATO</b>	<b>DEFINICION</b>
CONTRATOS EN FIRME	Son aquellos donde se garantiza el servicio de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un periodo determinado, los cargos fijos aplican a la capacidad contratada en firme.
CONTRATOS INTERRUMPIBLES	Son aquellos en los que no se asume compromiso de continuidad del servicio de capacidad máxima de transporte de gas natural. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato. Las tarifas por transporte interrumpible no están reguladas por la CREG y su cálculo depende de las condiciones del mercado.
CONTRATOS DE OPCIÓN DE COMPRA DE GAS	Son Contratos escritos en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, cuando el precio del pre despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este últimos en los términos de la

	<p>resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El comprador pagara una prima por el derecho a tomar hasta la máxima cantidad de gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagara mensualmente.</p>
<p>CONTRATOS DE OPCIÓN DE COMPRA DE TRANSPORTE</p>	<p>Son contratos escritos en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, cuando el precio del pre despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El comprador pagara una prima por el derecho a disponer hasta de la capacidad máxima, y un precio de transporte al momento del transporte de la cantidad nominada. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.</p>
<p>CONTRATO DE SUMINISTRO CON FIRMEZA CONDICIONADA</p>	<p>Contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto cuando el precio del pre despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006.</p>

<p>CONTRATO DE TRANSPORTE CON FIRMEZA CONDICIONADA</p>	<p>Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto cuando el precio del despachado ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006</p>
--	---

### **2.2.2 Aplicabilidad de estos contratos dentro del Nuevo Modelo de Comercialización de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.**

Si bien, el contrato de servicios públicos, también conocido como de condiciones uniformes, no es un contrato cualquiera y que el Estado, por diversas razones, tiene un especial interés en intervenir en él para evitar el abuso de la posición dominante y que no radique en la voluntad del prestador del servicio toda la configuración contractual.

Es por esto, que la jurisprudencia ha sido reiterativa en afirmar que la relación jurídica entre empresa-usuario es una relación legal y reglamentaria, estrictamente objetiva, que se concreta en un derecho a la prestación legal del servicio en los términos precisos de su reglamentación, sin que se excluyan normas de derecho privado en aspectos no regulados en la ley.

Además, es un contrato intervenido por el Estado en todo lo relativo a los derechos y deberes de los usuarios, su régimen de protección y su forma de participación en la gestión y fiscalización de las empresas prestadoras.

Otra característica fundamental de esta relación contractual es que exige como elementos esenciales, por un lado, la prestación de un servicio público domiciliario en forma regular, continua y eficiente y por el otro, en atención a su naturaleza onerosa, el pago por parte del usuario y/o suscriptor a la empresa respectiva de una suma de dinero, en los términos del artículo 128 de la Ley 142 de 1994.

En cuanto a los efectos correspondientes a las obligaciones, Según la resolución 113 de 2012<sup>9</sup> de la Comisión de Regulación de energía y Gas (CREG), para los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, en la ejecución de los contratos referidos anteriormente.

Cuando hablábamos de los tipos de contratos de transporte de gas, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza cuando dicho incumplimiento, total o parcial se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña según lo definido por la ley colombiana.

La concentración del suministro de gas de Colombia, así como la ausencia de instalaciones de almacenamientos de gas sustancial contribuyen a que las interrupciones del suministro en el mercado de gas en Colombia sean más frecuentes que en América del Norte y Europa.

En Colombia, mantenimientos tanto programados como no programados pueden interrumpir la capacidad de los proveedores para entregar gas. Estos hechos, combinados con la falta de mercados secundarios de alta liquidez que podrían ayudar a las partes a mitigar las interrupciones, hacen que sea importante para los contratos colombianos incluir condiciones que rijan estas interrupciones previsibles.

---

<sup>9</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 113 (08, octubre, 2012). "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural" Bogotá, 2012.

Las cláusulas que rijan circunstancias especiales y eventos eximentes habrán convertido en términos que se utilicen para llevar a cabo una función de Contrato similar a las Cláusulas de fuerza mayor en los mercados de Europa y América del Norte.

En muchas de las conversaciones y encuentros surtidos con los participantes de la industria, se ha señalado que estas cláusulas son de tal importancia que el mercado colombiano no puede funcionar eficazmente sin ellas.

Los Eventos Eximentes de responsabilidad pueden integrarse con los de Fuerza Mayor en Colombia para replicar el efecto de la definición de fuerza mayor utilizada en otros mercados.

Además, se recomienda que una Cláusula de Circunstancias Especiales, se incluya en los contratos normalizados adoptados por el Mercado colombiano, que permitiera la interrupción por el comprador o el vendedor de un número fijo de días por año de contrato. Siendo recomendable que el número máximo de días permitidos para interrupción se limite a treinta (30) días, y que el número de días permitidos para estos tipos de eventos deben ser iguales para todos los participantes de la industria en el mercado.

Lo más importante a considerar es que al momento de plantearse este número, (30) días, la mayoría de los intervinientes en el Mercado Colombiano estuvieron de acuerdo, debido a que un menor número de días no daría tiempo suficiente a los contratistas y otros proveedores para llevar a cabo los mantenimientos necesarios y otras funciones.

En cuanto a la regulación específica de temas como la suspensión planeada del servicio, establece la Resolución 088 de 2013<sup>10</sup> de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que los productores-comercializadores, los comercializadores de

---

<sup>10</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 089 (14, agosto, 2013). "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural". Bogotá, D.C: El Ministerio, 2013.

gas importado y los transportadores informarán y coordinarán, las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo que ésta establece así:

**La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos no podrá ser superior a:**

1. Cuatrocientos ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de suministro de gas natural.
2. Ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de transporte de gas natural.

Si supera el menor tiempo entre estos tiempos y este tiempo o el pactado en el protocolo antes mencionado, ya no será un evento eximente de responsabilidad.

La ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, no exonera ni libera a las partes, en ningún caso, del cumplimiento de las obligaciones causadas con anterioridad a la ocurrencia de los hechos a los que se refiere el artículo que se desarrollara a continuación.

### **2.2.3 Eventos Eximentes de Responsabilidad**

Para los eventos eximentes de responsabilidad, dice el artículo 11 de la resolución 113 de 2012<sup>11</sup> de la Comisión de Regulación de energía y Gas (CREG) que:

En los contratos que ya hemos referido, podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad.

---

<sup>11</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 113 (8, de octubre, 2012). Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”. Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012

La imposibilidad total o parcial para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, transporte, entrega o recibo de gas, así como de las conexiones o instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin culpa, como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, entre otros, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.

Cesación ilegal de actividades, cuando esos actos contribuyan o resulten en la imposibilidad de cualquiera de las partes para cumplir con sus obligaciones.

Las suspensiones por labores programadas de reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se de aviso amplio y oportuno.

En los contratos de transporte las salidas forzadas de la infraestructura de transporte que serán objeto de la regulación de la confiabilidad. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en la propuesta de la resolución de la Comisión de Regulación de energía y Gas (CREG) 054 de 2012.

Cuando por causas imputables al comprador el registro de que trata el literal b) del numeral 1.3 de la Resolución 113 de 2012, no se haya realizado la no entrega del gas natural o la no prestación del servicio de transporte debido a la inexistencia del registro, serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad del vendedor.

## **2.2.4 Incumplimiento de los Contratos**

El Artículo 13 de la resolución 113 de 2012 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) habla del incumplimiento de los contratos:

Para efectos regulatorios se considera que existe incumplimiento en los contratos referidos en el artículo 8 de la referida resolución, en los siguientes casos.

En los contratos firmes, de firmeza condicionada y opción de compra para suministro de gas natural:

- a) Por parte del vendedor, cuando este incumple su obligación de entregar la cantidad nominada, siempre y cuando no sea igual o inferior a la cantidad de gas natural contratada por el comprador.
- b) Por parte del comprador, cuando este incumple su obligación de pagar el gas contratado.

En los contratos firmes, de firmeza condicionada y opción de compra para transporte de gas natural.

Por parte del transportador, cuando este incumple su obligación de recibir la cantidad nominada en el punto de entrada y de entregar la cantidad nominada en el punto de salida, siempre y cuando las cantidades nominadas sean iguales o inferiores a la capacidad contratada por el comprador.

Por parte del remitente, cuando este incumple su obligación de pagar el cargo de transporte acordado entre las partes.

MODALIDAD	INCUMPLIMIENTO
1. Para las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:	a) Por parte del vendedor, cuando no entrega la cantidad de energía nominada. Comprador deberá estar al día en su obligación de pago.
	b) Por parte del comprador, cuando no paga el gas contratado.
2. Para las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:	a) Por parte del transportador, cuando éste incumple su obligación de recibir la cantidad de energía nominada en el punto de inicio del servicio y de entregar la cantidad de energía nominada en el punto de terminación del servicio.
	b) Por parte del remitente, cuando no paga los cargos de transporte acordados.

#### 2.2.4.1 Otros aspectos importantes de Incumplimiento contractual

Los transportadores deberán acotar las cantidades de energía autorizada a la equivalencia energética de la capacidad contratada. El suministro o el transporte de cantidades de energía por encima de las contratadas podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia.

La cantidad de energía a suministrar por parte de un productor-comercializador o de un comercializador de gas importado y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales en el punto de entrada. Cualquier reducción en estas cantidades, que obedezca a que las cantidades nominadas no sean iguales, no será considerada un incumplimiento por parte del productor-comercializador, del comercializador de gas importado o del transportador, según corresponda.

### **2.3 CONCEPTOS MANEJADOS EN LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS SEGÚN LAS RESOLUCIONES DE LA CREG.**

De conformidad con los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994, la normalización del contrato debe ser llevado a cabo en el ámbito de las competencias y facultades reconocidas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – (CREG), en fin de fomentar la competitividad entre los proveedores de servicios de gas natural, aumentar la eficiencia y calidad de los servicios prestados, y evitar prácticas contrarias a la competencia o un abuso de posición dominante.

Considerando que, en varios reglamentos algunos términos pueden tener diferente alcance o significado, se recomienda unificar el alcance de los términos utilizados por los proveedores de servicios y por la agencia reguladora a fin de evitar diferentes interpretaciones que afecten negativamente a la eficiencia de reglamentación y comprometan el logro de sus objetivos.

Del mismo modo, la normalización del contrato deberá realizarse de conformidad con los principios previstos en el título preliminar de la ley de servicios públicos domiciliarios, y de acuerdo con sus objetivos.

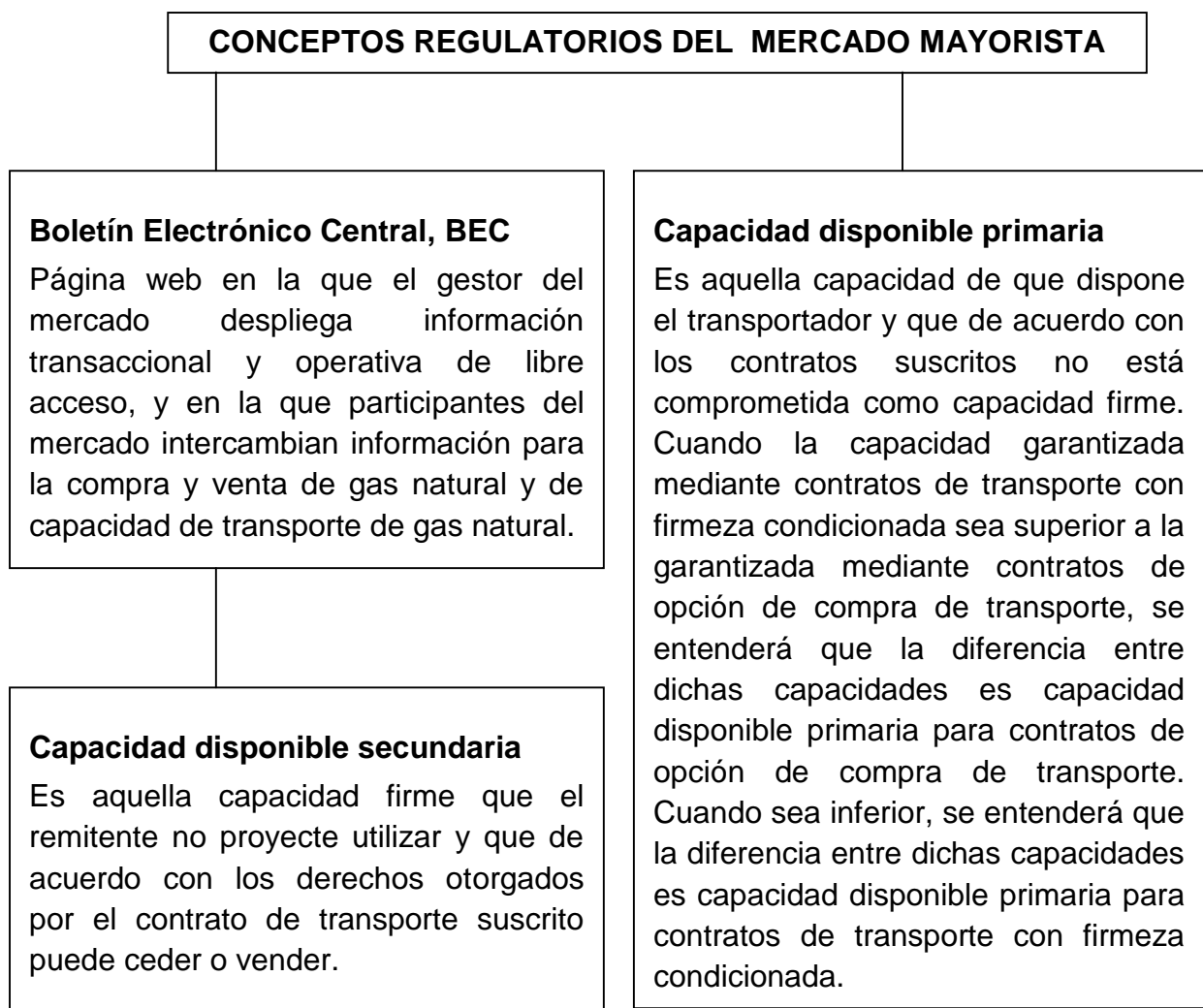
Además, como se establece en la ley , los términos contractuales se regirán por el derecho privado, y especialmente estarán subordinados a las órdenes de disposiciones legales imperativas, así como a normas especiales previstas en los artículos 35 y 38 de la Ley 142 de 1994 y a las aplicaciones previstas en las Resoluciones CREG.

Dicho de manera menos formal, esto significa que a pesar de los parámetros legales que guían estas regulaciones y la adjudicación de contratos a los proveedores de servicios públicos de gas natural, la CREG puede ejercer su

autoridad discrecional para regular todas las materias incluidas en su ámbito de competencia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), establece los siguientes conceptos para regular los aspectos comerciales del mercado mayorista del gas natural, además de los ya previstos anteriormente.

#### GRAFICA 5 CONCEPTOS REGULATORIOS DEL MERCADO MAYORISTA



### **Capacidad firme**

Capacidad contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte.

### **Capacidad interrumpible**

Capacidad contratada mediante contratos interrumpibles.

### **Comprador cesionario**

Persona jurídica con la cual un comprador primario ha celebrado un contrato de cesión de derechos de suministro de gas. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar gas natural en los mercados secundario y de corto plazo.

### **Comprador de corto plazo**

Persona jurídica con la cual un comprador primario, un comprador cesionario o un comprador secundario ha celebrado un contrato de venta de derechos de suministro de gas como resultado del proceso úselo o véndalo. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar gas natural en los mercados secundario y de corto plazo, que esté registrado en el *BEC*.

### **Comprador primario**

Persona jurídica con la cual un productor-comercializador, un comercializador de gas importado, o un procesador de gas en el SNT ha celebrado un contrato para el suministro de gas natural. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar gas natural en el mercado primario.

### **Comprador secundario**

Persona jurídica con la cual un comprador primario o un comprador cesionario ha celebrado un contrato de venta de derechos de suministro de gas. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar gas natural en los mercados secundario y de corto plazo.

**Derechos de suministro de gas**

Es la cantidad de gas contratada que otorga al comprador titularidad sobre la misma.

**Día D-1**

Día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día de gas.

**Infraestructura de regasificación**

Conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas.

**Proceso úselo o véndalo**

Mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados el gas natural y/o la capacidad de transporte que hayan sido contratados en el mercado primario y no hayan sido nominados para el día de gas.

**Día de gas**

Día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

**Gestor del mercado**

Ente responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y de los mercados secundario y de corto plazo, en los términos establecidos en esta resolución

**Procesador de gas en el SNT**

Participante del mercado que toma gas natural en un punto de salida del SNT dentro de las condiciones de calidad establecidas en el RUT, le extrae componentes e inyecta el gas natural residual al SNT dentro de las condiciones de calidad señaladas en el RUT. Los procesadores de gas en el SNT no podrán tener vinculación económica alguna con otros participantes del mercado.

**Promotor de mercado**

Participante del mercado, responsable de sostener transacciones de contratos firmes en los mercados secundarios y de corto plazo, con el fin de estimular la liquidez de dichos merca

**Reglamento de operación de gas natural**

Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para la coordinación de la planeación y operación del sector gas natural y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural. El Reglamento de operación comprende

**Reglamento único de transporte de gas natural, RUT**

Se refiere a la Resolución CREG 071 de 1999, sus modificaciones y adiciones.

**Remitente cesionario**

Persona jurídica con la cual un remitente primario ha celebrado un contrato de cesión de capacidad disponible secundaria. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar capacidad de transporte en los mercados secundario y de corto plazo.

**Puntos estándar de entrega**

Puntos del Sistema Nacional de Transporte de gas, SNT, definidos para la entrega del gas transado en los mercados secundario y de corto plazo.

**Remitente**

Será el remitente primario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según sea el caso.

**Remitente de corto plazo**

Persona jurídica con la cual un remitente primario, un remitente cesionario o un remitente secundario ha celebrado un contrato de venta de capacidad disponible secundaria como resultado del proceso úselo o véndalo. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar capacidad de transporte en los mercados secundario y de corto plazo, que esté registrado en el *BEC*.

**Remitente primario**

Persona jurídica con la cual un transportador ha celebrado un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar capacidad de transporte en el mercado primario.

**Remitente secundario**

Persona jurídica con la cual un remitente primario o un remitente cesionario ha celebrado un contrato de venta de capacidad disponible secundaria. Puede ser alguno de los participantes del mercado autorizado por la regulación para comprar capacidad de transporte en los mercados secundario y de corto plazo.

### **3. PROCESAMIENTO Y ANALISIS RESPECTO DEL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

#### **3.1 POLÍTICAS, ESTRUCTURA Y PROCEDIMIENTOS DEL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.**

Un mercado de gas natural que funcione bien debe contar con un sistema de normas, políticas y Contratos que sean fáciles de entender, recompensen el buen desempeño y mejorables en cuanto a su eficiencia. El desarrollo de este sistema requiere de un esfuerzo coordinado entre muchas partes. En Colombia estas partes incluyen el gobierno, los productores, transportistas, generadores eléctricos, distribuidores y agentes comerciales para la venta a los clientes minoristas.

El desarrollo del mercado no es un solo evento, sino un proceso continuo. Dos razones influyen en la naturaleza continua del desarrollo del mercado. En primer lugar, incluso si el medio ambiente en sí fuera estable, el proceso de desarrollo toma tiempo para poner en práctica y conducir a nuevas experiencias y entendimientos que permitan nuevas modificaciones constructivas.

En segundo lugar, las circunstancias cambian. Las nuevas fuentes de suministro y la demanda surgen y las fuentes antiguas crecen o se encogen. Oferta y demanda pueden llegar a ser más o menos concentradas, cambiando los costos o beneficios de diversos tipos de regulación.

Las regulaciones gubernamentales apropiadas desempeñan un papel central en el eficiente desarrollo de los mercados, el establecimiento de una estructura en la que las partes confíen en las reglas y puedan competir en condiciones adecuadamente equilibradas. La comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ya ha tomado algunas medidas iniciales para promover el desarrollo del mercado mediante la delegación en consultores la preparación de informes, centrándose en el desarrollo de los contratos estandarizados, subastas de los suministros de la empresa de gas natural y el desarrollo formal de un mercado secundario.

Más importante, el gobierno ha comenzado iniciativas para introducir nueva reglamentación, políticas y decretos que proveerán una supervisión más eficaz y una mayor transparencia para todos los participantes en el mercado y ayudaran a eliminar las incertidumbres regulatorias que tienen inhibida la contratación privada.

Con la introducción de nuevas regulaciones, empresas como TGI ESP estará en una mejor posición para tomar la iniciativa en el cumplimiento de los requisitos del mercado y la efectiva gestión de las necesidades energéticas de todos los colombianos.

Las nuevas políticas y definiciones, como se presentan en el nuevo Decreto<sup>12</sup>, colocaran el mercado de gas natural de Colombia en un camino de transición similar al adoptado en otros mercados abiertos en todo el mundo.

Así hablando, la Normalización<sup>13</sup> es sólo un elemento en la consecución de un mercado abierto, de gran importante para el éxito. Pero incluso la normalización no es un proceso de un solo paso. En los Estados Unidos y Europa, los mercados

---

<sup>12</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 089 (14, agosto, 2013). "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural". Bogotá, D.C: El Ministerio, 2013.

<sup>13</sup> Según la ISO (International Organization for Standardization) la normalización es la actividad que tiene por objeto establecer, ante problemas reales o potenciales, disposiciones destinadas a usos comunes y repetidos

del Norte, el proceso de normalización que se inició en 1985 todavía continúa. En estos dos mercados, el proceso de normalización, aunque alentado por los reguladores, fue dirigido principalmente por la industria, con representantes de todos los sectores del mercado de gas natural participante.

Del mismo modo, mientras que en Colombia es el gobierno el que ha iniciado el proceso, su éxito dependerá crucialmente de la industria, empresas como TGI S.A. ESP asuman un papel importante, para asegurar que los términos del contrato que se presentó y aprobó protegerá los derechos e intereses legítimos de todas las partes, asegurándose por ende el goce de los beneficios de fácil contratación y un mayor equilibrio y coherencia en la contratación y desarrollo de las prácticas comerciales.

### **3.1.1 Perspectivas y enfoques a asumir a partir del Nuevo Modelo de Comercialización de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Decreto 089 de 2013.**

El nuevo modelo de comercialización de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, asume el reto de crear términos estandarizados, para lo cual deberá tener en cuenta varios factores que en participación en una serie de pasos, actuarían de la siguiente manera:

En primer lugar, se necesita una comprensión clara de los objetivos de las reformas propuestas y las limitaciones impuestas por la ley y la reglamentación, en el entendimiento de que las leyes colombianas determinan ambas, tanto las limitaciones como la reglamentación de las mismas.

En segundo lugar, aplicar la revisión hecha a aproximadamente 450 contratos colombianos de los últimos años para lograr una comprensión de los términos que se han utilizado y las extensas variaciones entre ellos.

En tercer lugar, dado el liderazgo de la CREG, en la participación de entrevistas con los mercados participantes. Se contribuirá a lo que podría entenderse correctamente, como la actual situación en Colombia y los factores prácticos que los participantes de la industria consideran más importante en la tarea de evaluar los contratos actuales.

En cuarto lugar, deberá tenerse en cuenta el análisis realizado sobre el desarrollo de otros recursos naturales en los mercados de gas, sobre todo en América del Norte y Europa, encontrándose que los problemas asociados con contratos atípicos que están siendo abordados en Colombia tienen precedentes históricos en esos otros mercados. Siendo los relatos históricos de los problemas creados por contratos atípicos, directamente aplicables a la situación colombiana.

En quinto lugar, habrán de revisarse los formularios de contrato estándar que se utilizan en Europa y América del Norte como posibles modelos que pueden contener algunas lecciones para Colombia. Habiéndose analizado cómo el mercado colombiano y el entorno jurídico difieren de los de Europa y el Norte de Estados Unidos, y utilizando ese análisis para evaluar cómo pueden ser sus contratos estandarizados cambiados para adaptarse a las circunstancias particulares de Colombia.

En sexto lugar, para hacer una evaluación disciplinada de cómo estas diferencias entre los mercados de gas natural en Colombia y en otros países afectan a las soluciones más eficientes en contratación, deberá tomarse un enfoque analítico fundado en "las leyes y la economía." Este enfoque analizando, cómo las leyes y los contratos afectan a la eficiencia

económica de los mercados, sobre todo cuando las partes son a veces incapaces de cumplir con sus obligaciones o encontrar rendimientos que no sean muy costosos.

Finalmente, además de proporcionar un informe a la industria colombiana respecto de los puntos anteriores, deberán recibirse y revisarse los comentarios de los participantes de la industria con sus respectivas recomendaciones.

### **3.2 POSIBLES BRECHAS EXISTENTES ENTRE LAS PRÁCTICAS ACTUALES DE LA INDUSTRIA Y EL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.**

Llegar a un mercado abierto toma tiempo y una progresión de ambos cambios regulatorios y legales, junto con una aceptación por la industria de la necesidad del cambio en la forma de hacer negocios.

En los Estados Unidos y Canadá, para ejemplo, hasta alrededor de 1985, los mercados estaban altamente regulados y controlados por un número relativamente pequeño de participantes, con la gran mayoría del gas natural comprado, transportado y vendido por una sola entidad integrada verticalmente. A su vez, una vez que el gas era vendido, se distribuía a los clientes comerciales, industriales y al por menor por una entidad local monopolística, la Compañía de Distribución Local (LDC).

Los precios y tarifas a través de la cadena de suministro eran controlados por las agencias del gobierno local, estatal y federal y no había ninguna competencia efectiva en el mercado, salvo cuando múltiples tuberías servían un mercado particular.

Los precios del gas natural se establecieron a nivel nacional y a medida que la tendencia hacia la desregulación se convirtió en una realidad, los controles fueron gradualmente removidos, y las transacciones de mercado voluntarios dictaminaron el precio del gas. El mercado creció en sofisticación, ya que las empresas se ajustaron a la nueva realidad de mercado, y los precios dieron respuesta a las fuerzas económicas de la oferta y la demanda. Las compañías de la tubería habían movido hacia un modelo único-cargador, y se abrieron a los países menos desarrollados para permitir a los clientes el acceso al mercado y la posibilidad de comprar directamente de los productores y los agentes del mercado. Junto con la desregulación del mercado vino la introducción del comerciante o tercera parte independiente o empresas comerciales.

Ahora bien un factor importante a determinar la diferencia del mercado del norte con el nuestro, serían las interrupciones del suministro que se considerarían menores y fácilmente manejable en el norte de América o Europa son mucho más importantes en Colombia. El proceso de normalización debe tener en cuenta todas estas diferencias, incluidas las disposiciones de suministros y el lenguaje que se ajustan a las circunstancias del mercado único de Colombia.

Una consecuencia de la mayor liquidez y flexibilidad de los mercados más desarrollados es que interrupciones en el suministro son más fáciles de acomodar. Esto permite una mayor confianza en contratos de gas en firme con cláusulas de daños correspondientes. Con la inclusión de términos de daños relacionados con fallas para entregar gas y detectan los precios de mercado, los productores cuentan con incentivos para lo que a veces se llama "incumplimiento eficiente", lo que significa que los suministros de gas se interrumpirán siempre que algún suceso ocurra, haciendo el costo de la entrega de gas más alta que su valor para el sistema.

En un sistema como el de Colombia, sin capacidad de almacenamiento desarrollado, sin cómo sustituir la producción de los dos campos principales, y sólo un pequeño mercado secundario, los contratos para las plantas eléctricas de gas, o cualquier comprador que requiere el suministro de gas en firme, necesitan garantías muy firmes de entrega física de gas, especialmente en los momentos de mayor interrupción del suministro.

Otro factor de importancia en Colombia es la independencia de los dos grandes sistemas de tuberías. Si hay un proceso de "normalización a través de contratos de las tuberías ", debería centrarse en las áreas donde los dos sistemas principales tienen acciones comunes en la regulación y operación. En otros mercados, es común para las tuberías tener diferentes tarifas mientras operan bajo las mismas normas.

Una forma que permitiría a los sistemas de tuberías interactuar en el apoyo tanto de los mercados primarios y secundarios serían establecer Puntos de Puesta en común de los sistemas que permitirían a los distintos participantes intercambiar suministros de gas a través de los dos sistemas actualmente separados. Esto se ha hecho con éxito en otros países, pero requiere cooperación de las tuberías.

Para que este tipo de servicio sea más efectivo, los dos gasoductos principales deben conectarse. Esta no es una solución improbable o imposible para Colombia, que permitiría significativamente más flexibilidad para los proveedores y los mercados.

Un ejemplo de cómo esto podría funcionar sería establecer un punto de agrupamiento en el campo de la Guajira, donde las dos tuberías principales tienen presencia (Si se interconectan las tuberías, a continuación, un productor con la producción de una o ambas tuberías podría participar en estas actividades por la comercialización de gas en ambos de los principales ductos de transporte). Los

productores con producción en tanto La Guajira y Cusiana podrían establecer cuentas para cambiar el suministro de gas en estos dos principales puntos de suministro y podrían potencialmente reducir un porcentaje en el campo de las interrupciones del suministro con el gas de otro. Este es sólo un ejemplo, y los parámetros deberán ser revisados para determinar la probabilidad del éxito. No obstante, mecanismos de cambio similares se han utilizado en otros mercados y pueden ser beneficiosos para Colombia.

Establecido lo anterior, se hace irrefutable que los compromisos contractuales en cualquier mercado tienen que ser claros, aplicables y equilibrados entre las partes. A lo largo de este proceso, es decir de la implementación de la Nueva Resolución de la GREC deberá enfocarse en los requisitos operativos específicos de Colombia y hacerse sugerencias compatibles que permitan una transición suave hacia un mercado más libre, más abierto y más eficiente.

Persistirán algunos retos significativos, muchos de los cuales pueden ser superados por la progresiva reforma de la regulación y la aceptación activa de un nuevo entorno operativo de los participantes de la industria.

En el inicio de un proceso de transición a un mercado abierto, se requerirán en su conjunto como ya se establecieron, una serie de cambios tanto en el regulador como en la industria. El gobierno deberá tomar medidas para promover una política de regulación que permita la transparencia del comercio de gas natural, y poner en práctica políticas que pongan a disposición del mercado el más alto nivel de gas natural.

De la industria, es imperativo que la contratación equilibre tanto las políticas como las obligaciones adecuadamente entre todas las partes, y compradores, vendedores, transportistas y otros agentes comerciales para estar frente a un

campo de juego nivelado. Con el fin de lograr esto, ciertos términos deben ser normalizados en la industria.

Un contrato en "FIRME" debe ser firme en la realidad y no sólo en nombre. La Interrupción debe ser limitada sólo a aquellas causas justificadas por la fuerza mayor y Eventos Eximentes.

"CONTRATOS INTERRUMPIBLES" pueden ser valiosos para el mercado, dentro del portafolio de Ofertas de los productores de gas. Según casi todos los grupos de la industria, la empresa de gas es una prioridad para el mercado colombiano. Este enfoque de portafolio sugerido permite a los compradores con las más críticas necesidades adquirir gas en firme permitiendo al mismo tiempo a los productores tener la flexibilidad que necesitan frente a las fluctuaciones normales de suministro.

Todos los sectores de un mercado de gas natural integrado deben funcionar bien para hablar de un mercado exitoso. Tener entonces contratos con términos comunes o estándar, pondrá al mercado en el camino hacia el éxito. Más allá de la estandarización de los términos, debe haber también un libre flujo de la información relativa a todos los aspectos del mercado, incluida la oferta, la demanda, el transporte y la fijación de precios. La industria debe estar preparada y dispuesta a compartir información con el fin de traer el valor máximo y la consistencia de los resultados al mercado.

La adopción de las condiciones y actividades propuestas, conseguirán que el mercado colombiano, se mueva en la dirección correcta y que todos los participantes, en especial TGI SA ESP, se beneficien.

#### **4. DIFERENCIAS EXISTENTES ENTRE LOS MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.**

Analizando a fondo las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), es notorio que más que diferencias se encuentra una trayectoria de implementaciones a lo largo de los años donde cada nueva resolución se expide para complementar los vacíos existentes en el tema de la comercialización del gas natural debido a que sus enfoques anteriores fueron siempre el transporte del mismo, por lo tanto nos referimos al tema de comercialización de gas desde su comienzo:

“El artículo 14.28 de la Ley 142 de 1994 definió el Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible como el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible y estableció la actividad de comercialización como actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible.

Según lo dispuesto en el artículo 67 de la Ley 142 de 1994, es competencia de los Ministerios, señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las Empresas de Servicios Públicos del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida de la competencia.

En este orden, de acuerdo con lo establecido en el artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las

medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha expedido una variedad de resoluciones para controlar el comercio de combustibles:

Resolución CREG-074 de 1996, por la cual se regula el Servicio Público Domiciliario de gases licuados de petróleo GLP, y se dictan otras disposiciones.

Resolución CREG-009 de 2000, CREG 086 de 2000, CREG 109 de 2003 y CREG 069 de 2005, sometió a consideración de los agentes y terceros interesados diversas propuestas de marco regulatorio para el Servicio Público de Gases Licuados de Petróleo – GLP y sus actividades complementarias.

También la CREG estudió las observaciones generales formuladas a las Resoluciones CREG- 009 de 2000, 086 de 2000, 109 de 2003, y 069 de 2005 las cuales han sido consideradas en el proceso de análisis para la definición del marco regulatorio”.<sup>14</sup>

Luego de Los primeros planteamientos formulados como propuesta regulatoria para las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por red de tubería, posteriormente se expide la Resolución CREG-104 de 2000. Esta Resolución de carácter general recibió comentarios de distintos sectores, esencialmente de agentes distribuidores y comercializadores de gas natural, dando así origen después de varias resoluciones a la resolución de la CREG No 089 del 2013 donde en su artículo primero se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural.

---

<sup>14</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 053 (7, abril, 2011). “Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo”. Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012.

Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

En su libro IV- COMERCIALIZACION DE GAS NATURAL, se encuentran los diferentes Mecanismos de Comercialización “Con excepción del gas natural que se comercialice mediante la modalidad con interrupciones, en el mercado primario sólo se podrán utilizar los mecanismos de comercialización señalados en esta Resolución. En el caso del gas natural que se comercialice mediante la modalidad con interrupciones se deberá dar aplicación a lo previsto en el título V de esta Resolución”.

#### **4.1 VENTAJAS O FALENCIAS DE LA IMPLEMENTACION DEL NUEVO MODELO DE LA CREG**

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

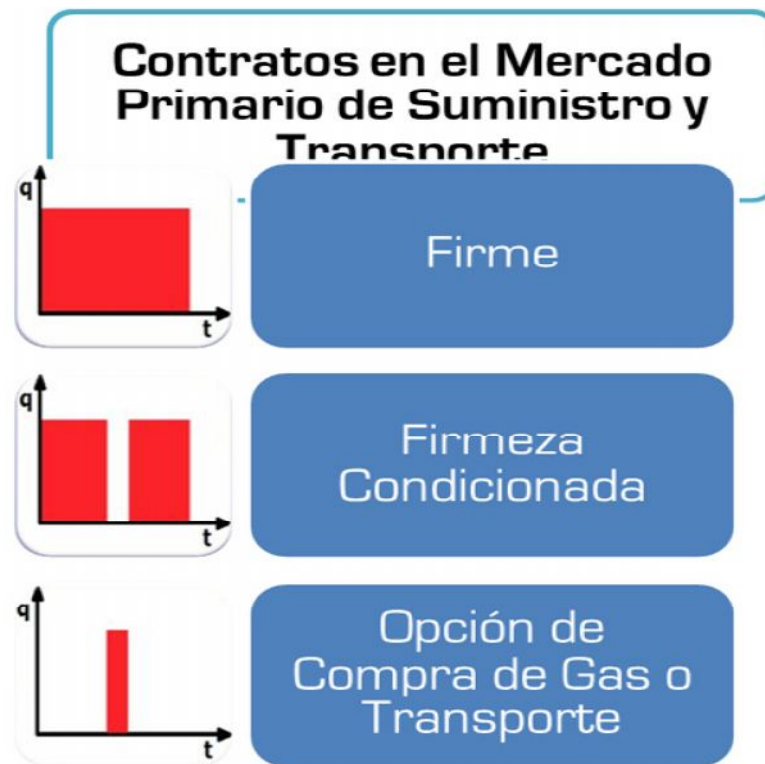
El sistema de transporte de gas Colombiano está basado en contratos, es decir que, la prestación del servicio de transporte y la expansión de la red dependen de la existencia y de los términos de los contratos entre transportadores y usuarios.

Por lo tanto, el Transportador sólo obtiene sus ingresos mediante la realización de contratos con los clientes y el cobro de las tarifas por transporte, que están sujetas a los cargos máximos regulados que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece periódicamente.

Según resolución No 089 de 2013 por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural, se establecen los siguientes tipos de contrato:

#### 4.1.1 Contratos del Mercado Primario:

GRAFICA 6 CONTRATOS EN EL MERCADO PRIMARIO



**CONTRATOS  
DEL  
MERCADO  
PRIMARIO**

**Contrato Firme**

Contrato que garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones no programadas. Requiere de respaldo físico

**Contrato Firmeza Condicionada**

Contrato que garantiza el suministro (o transporte) de una cantidad máxima de gas (o capacidad de transporte), sin interrupciones, durante un período determinado, excepto cuando el precio del pre-despacho ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez.

**Contrato Opción de Compra**

El comprador pagará una prima mensual por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas (o capacidad de transporte), y un precio de suministro (o transporte) al momento de la entrega del gas nominado (o de transporte del gas). La opción se ejercerá cuando el precio del pre-despacho ideal del mercado mayorista de energía sea igual o superior al 95% del precio de escasez

**Contratos objeto de las negociaciones directas en cualquier momento del año**

En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el artículo 22 de esta Resolución sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada, de opción de compra de gas, de opción de compra de gas contra exportaciones y de suministro de contingencia, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que éstas acuerden.

### **Contrato Contingencia**

Garantiza el suministro (o transporte) de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio

Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

Los contratos de suministro y de transporte de gas que estén vigentes, continuarán rigiendo hasta su fecha de terminación. No se podrá prorrogar su vigencia, con excepción de los siguientes, de mutuo acuerdo entre las partes:

- Con fecha de vencimiento anterior al 31/12/2013, podrán ser extendidos hasta el 31/12/2013;
- Con fecha de vencimiento anterior a un 30 de nov de 2013, podrán extenderse hasta el 30 de nov inmediatamente siguiente a la fecha de vencimiento.

### **Contratos objeto de la negociación directa durante un período definido**

En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el artículo 25 de esta Resolución sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados sólo podrán tener duración de uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años. Los contratos deberán tener como fecha de inicio del suministro el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa y como fecha de terminación del suministro el 30 de noviembre del año que corresponda.

También podrán presentarse dentro del Mercado primario otros tipos de contratos como los de Negociación según el balance de la UPME, en los cuales los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán negociar el suministro de gas natural, durante el período de tiempo que defina la CREG, mediante los mecanismos de comercialización establecidos en los Artículos 25 y 27 de esta Resolución, según lo dispuesto en este artículo.

Dentro de los primeros diez (10) días hábiles de junio de cada año, la CREG establecerá mediante resolución el mecanismo de comercialización a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo. Lo anterior con base en el análisis del más reciente balance Entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas realizado por la UPME. El balance deberá ser aquel que considere el escenario de demanda baja.

Cuando el balance realizado por la UPME muestre que la oferta de gas natural es superior a la demanda de gas natural, en al menos tres (3) de los cinco (5) años siguientes al momento del análisis, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación directa establecido en el artículo 25 de esta Resolución. Cuando el balance muestre lo contrario, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación mediante subasta establecido en el artículo 27 de esta Resolución.

Así mismo, en los contratos de Negociación directa durante un período definido en los casos no previstos en el artículo 22 de esta Resolución, y si con base en lo dispuesto en el artículo 24 de esta Resolución se determina que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación directa durante un período definido, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución sólo podrán pactar directamente el suministro de gas natural durante el período que establezca la CREG, el cual será de hasta

diez (10) días hábiles. Los contratos que resulten de estas negociaciones deberán suscribirse durante el período de tiempo definido por la CREG.

Para la Negociación directa durante un período definido, sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas. Sólo podrán tener duración de uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años. La fecha de inicio del suministro debe ser el 1 de dic del año en que se realice la negociación directa y la fecha de terminación el 30 de nov del año que corresponda.

Si en el año 2013 el abalace de la UPME determina que el mecanismo de comercialización es el de la 'negociación directa durante un período definido', los contratos ofrecidos bajo cada modalidad contractual tendrán como fecha de inicio del suministro el 1 de enero de 2014.

Por último están los contratos de Negociación mediante subasta, para los cuales en los casos no previstos en el artículo 22 de esta Resolución, y si con base en lo dispuesto en el artículo 24 de esta Resolución se determina que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación mediante subasta, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución sólo podrán negociar el gas natural a través de la subasta que se regirá por el reglamento establecido en el Anexo 5 de esta Resolución.

En el mercado primario se pueden realizar las siguientes transacciones:

Negociables bilaterales.

subastas.

En la primera, Negociaciones bilaterales, solo se podrán pactar bilateralmente la compraventa de gas natural en los casos señalados a continuación<sup>15</sup>

Los productores – comercializadores solo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones bilaterales en los siguientes términos:

Cuando según lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 11 de la ley 401 de 1997, el comprador lo destine al uso como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

Cuando de acuerdo con lo previsto en el artículo 11 de la ley 401 de 1997, se destine a la extracción de combustibles líquidos por parte del procesador de gas en el SNT que lo compre.

Cuando, según lo establecido en el artículo 22 del decreto 2100 de 2011, tenga como destino las exportaciones.

Cuando, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del decreto 2100 de 2011, prevenga de las siguientes fuentes de producción:

Yacimientos no convencionales

Campos menores

Campos que se encuentren sobre pruebas extensas o dentro de los cuales no se haya declarado su comerciabilidad.

Cuando provenga de un campo aislado.

Cuando provenga de un nuevo campo de producción.

---

<sup>15</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 113 (8, de octubre, 2012). Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural". Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012. Art.19.

En las subastas, en los casos no previstos en el artículo 19 de la resolución 113 de 2012 CREG, los comercializadores de gas importado y los productores de gas en el SNT comercializaran gas natural a través de subastas que se registrarán por el reglamento establecido en las disposiciones de los artículos 23 a 25 de la resolución 113 de 2012 de CREG. Los compradores a los que hace referencia el artículo 16<sup>16</sup> podrán participar voluntariamente en las subastas.

Las ofertas que presenten en la subasta serán para contratos con duración de 1 o 5 años, así:

Contratos firmes, de firmeza condicionada y/u opciones de compra de gas para suministro durante el período comprendido entre el 1 de diciembre del primer año para el que se comercializa el gas y el 30 de noviembre del año calendario siguiente; y

Contratos firmes, de firmeza condicionada y/u opciones de compra de gas para suministro durante el período comprendido entre el 1 de diciembre del primer año para el que se comercializa el gas y el 30 de noviembre del quinto año calendario siguiente.

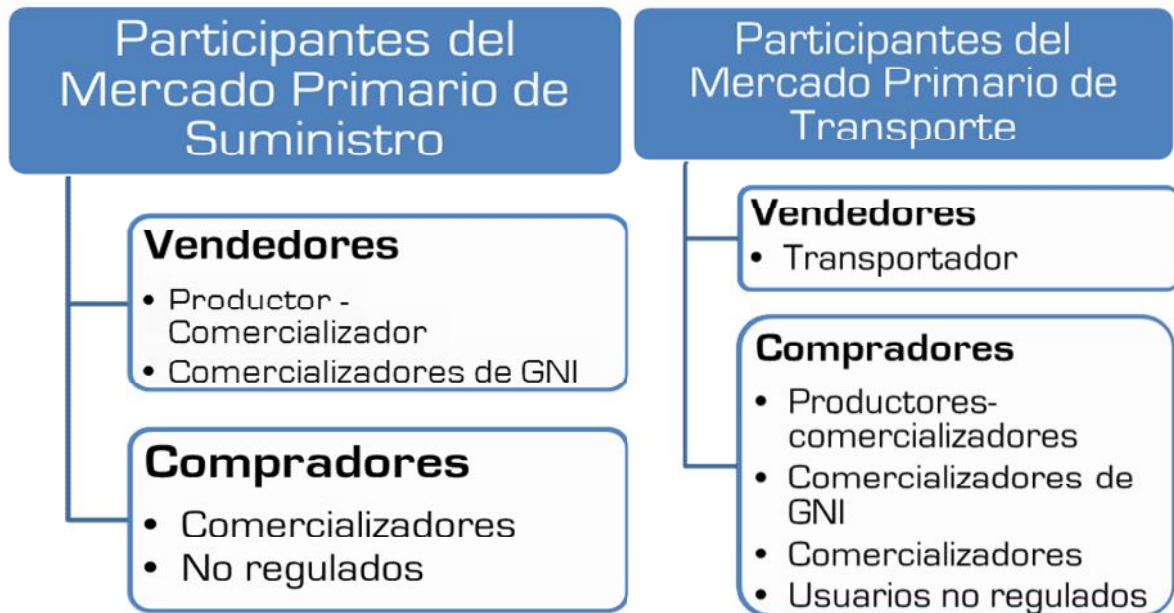
Si en el año 2013 el abalance de la UPME determina que el mecanismo de comercialización es el de la 'negociación mediante subasta', los contratos ofrecidos bajo cada modalidad contractual tendrán como fecha de inicio del suministro el 1 de enero de 2014 y como fecha de terminación el 30 de nov de 2014 o el 30 de nov de 2018.

---

<sup>16</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 113 (8, de octubre, 2012). Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural". Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012. Art.16: Compradores de gas natural: "quienes utilicen el gas natural como materia prima de procesos industriales petroquímicos, los procesadores de gas en el SNT, los comercializadores y las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización serán los únicos posibles compradores de gas natural en el mercado primario". Los mecanismos de compra y las reglas de comercialización de gas natural por parte de estos agentes serán los establecidos en el capítulo IV DEL TITULO III de esta resolución.

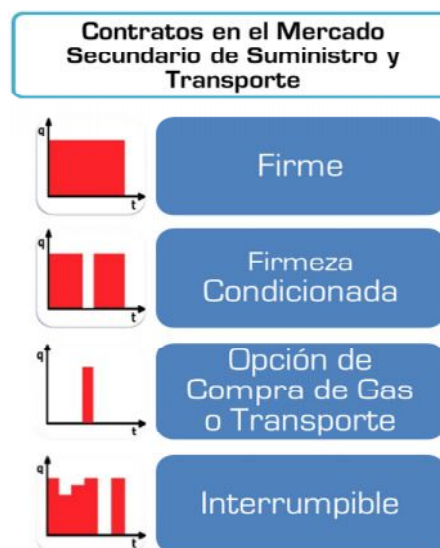
#### 4.1.1.1 Los Participantes del Mercado Primario de Suministro y Transporte

GRAFICA 7 PARTICIPANTES DEL MERCADO PRIMARIO



#### 4.1.2 Contratos en el Mercado Secundario de Suministro y Transporte

GRAFICA 8 CONTRATOS EN EL MERCADO SECUNDARIO



Todos los contratos de los mercados secundarios y de corto plazo serán de entrega física y deberán estar respaldados con contratos de la misma modalidad o contratos firmes en su defecto, celebrados en el mercado primario.

Cada contrato que se suscriba en los mercados secundarios y de corto plazo solo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en el artículo que dispone los tipos de contrato.

Además a lo anterior, implementa la resolución 088 de 2013 de La Comisión de Regulación de Energía y Gas, *“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural”*, para el mercado secundario, Contratos Interrumpibles y además 4 puntos de entrega estándar.

Existen 4 puntos de entrega estándar para las negociaciones en el mercado secundario (Exceptuando el proceso úselo o véndalo):

Punto de entrada al SNT en Ballena.

Punto de entrada al SNT en Cusiana.

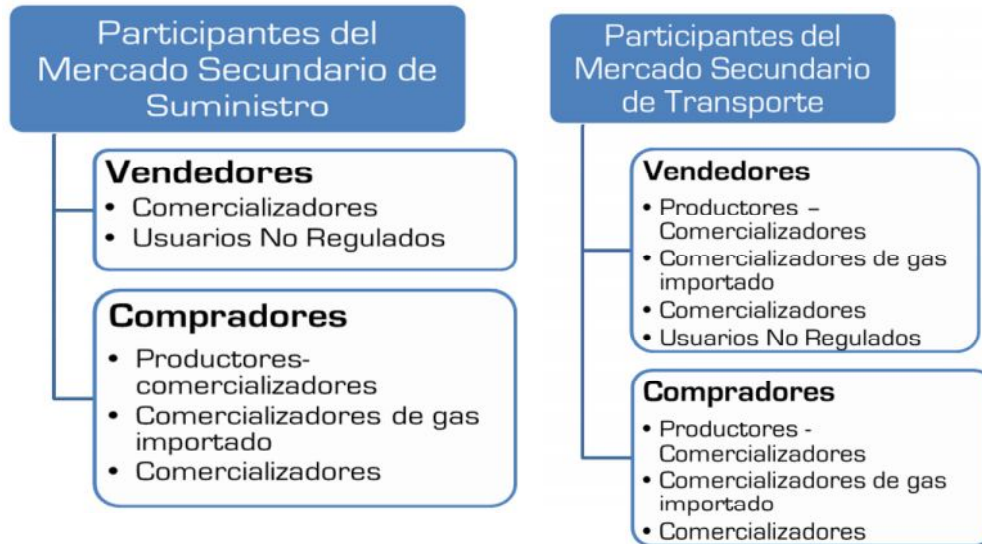
Punto de entrada al SNT en La Creciente.

Centro Operacional de Gas en Barrancabermeja.

El costo de transporte referido a un punto de entrega estándar en el Mercado Secundario son asumidos por el Vendedor.

#### 4.1.2.1 Los participantes del mercado secundario de Suministro y de Transporte

GRAFICA 9 PARTICIPANTES DEL MERCADO SECUNDARIO



Los participantes en este mercado son los vendedores de gas natural, los compradores de gas natural, los vendedores de capacidad de transporte y los compradores de capacidad de transporte.

El remitente que recibe la capacidad de transporte en el mercado secundario, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador, los contratos que se pacten en el mercado secundario únicamente podrán ser:

Intradiario

Diario

Semana

Mensual

Trimestral

Anual

Multianual.

Las negociaciones de compraventa de capacidad de transporte en el mercado secundario que ocasionen desvíos dentro de los tramos contratados por el remitente primario, no darán lugar a cobros de cargos adicionales.

La negociación para contratos interrumpibles se da de la siguiente manera:

Mediantes subastas mensuales para cada campo, punto entrada o punto inicio o terminación de tramo. De manera transitoria, se podrán dar negociaciones bilaterales hasta julio 2014.

Los comercializadores de GNI podrán negociar directamente con generadores térmicos el suministro de gas natural con modalidad interrumpible

Como implementación a lo anterior, mediante la resolución 088 de 2013 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, estableció aspectos importantes dentro de las negociaciones para el Mercado Secundario así:

### **Negociaciones directas de gas natural y capacidad de transporte**

Con excepción de los Usuarios No Regulados, los participantes del mercado secundario podrán negociar directamente la compraventa de gas y capacidad de transporte.

### **Úselo o Véndalo de Corto Plazo**

Con excepción de los UNR, los participantes del mercado secundario, que estén registrados en el BEC, podrán negociar el gas o capacidad de transporte a través de los procesos Úselo o Véndalo.

### **Negociaciones a través del BEC u otras plataformas**

El gestor del mercado, centralizara en el BEC las ofertas de venta y las solicitudes de compra de gas natural así como las ofertas de compra y las solicitudes de venta de capacidad de transporte.

A partir de esta información los vendedores y compradores registrados en el BEC, realizarán las operaciones directas de su interés.

Los participantes del mercado secundario podrán emplear cualquier plataforma de unificación de información de oferta y demanda, como la que pondrá a disposición el BEC. No obstante, todos los contratos del mercado secundario deben ser registrados ante el gestor del mercado.

**Procesos úselo o véndalo de largo plazo de capacidad de transporte:**

Los remitentes, cuya capacidad de transporte sea superior al suministro de gas que disponen, deberán a éste mecanismo para ofrecer su capacidad excedente. El gestor del mercado determinará la capacidad excedente.

Se realizará la subasta dispuesta por el gestor. El comprador asumirá un contrato en firme de duración anual por la capacidad que se le asigne.

**Procesos úselo o véndalo de corto plazo para gas natural (suministro) y capacidad de transporte:**

Las cantidades de gas natural o capacidad de transporte que hayan sido contratadas y no haya sido nominadas para el siguiente día de gas, estarán disponibles en los procesos úselo o véndalo de corto plazo para suministro de gas, cuya asignación se realizará por un mecanismo de subasta organizado por el gestor.

El comprador de corto plazo será el responsable de pagar al vendedor las compensaciones que ocasione por variaciones de salida.

## **5. LA APLICACIÓN DEL NUEVO MODELO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.**

Hablando de comercialización en este proyecto entendemos que es la actividad de comprar grandes cantidades de gas natural a los productores para venderla a los usuarios o a otras empresas del sector.

Así mismo contempla las actividades relacionadas con la medición del consumo a través de los contadores, la facturación del servicio, y en general, las involucradas con la atención a los usuarios (atención de consultas, reclamos, etc.). Y se le denomina Sistema Nacional de Transporte, así bien las empresas que se dedican a esta actividad deben estar regidas por la ley 142 de 1994 la cual reglamenta todos los aspectos de servicios públicos y crea tres tipos de empresa de servicios públicos domiciliarios las cuales son las empresas oficiales, mixtas y privadas.

El Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), es la encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas, y La Comisión de Regulación de energía y gas (CREG) según Resolución 057 de 1996 (30 de julio) por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias, estableció el marco regulatorio general para el servicio público de gas combustible por redes de tubería.

La transportadora de gas internacional debe cumplir todas las normas correspondientes a servicios públicos domiciliarios por ser una empresa de carácter mixto según la ley 142 de 1994 en cuyo capital la nación, las entidades

territoriales, o las entidades descentralizadas de aquella o éstas tienen aportes iguales o superiores al 50%.

La estructura de la industria del gas natural la podemos identificar en el siguiente cuadro:

GRAFICA 10 ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL



Siendo así, entendemos al Comercializador como el participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización, los comercializadores no podrán tener vinculación económica alguna con productores-comercializadores ni podrán tener vinculación con comercializadores de gas.

Así mismo, será el Distribuidor, la persona encargada de la administración, la gestión comercial, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de

todo o parte de la capacidad de un Sistema de Distribución. Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros importados o productores.

Quien se encargara de extraer o producir el Gas Natural conforme a la legislación vigente, se denominara el productor de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 062 de 2013 la Comisión estableció incentivos para que generadores térmicos contraten la prestación del servicio de gas natural importado, la Resolución CREG 088 de 2013 la Comisión liberó el precio del gas natural puesto en punto de entrada al sistema nacional de transporte.

Según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, es necesario promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado.

Igualmente se ha identificado la necesidad de promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

En junio de 2012 cerca del 48% del potencial de producción de gas natural estaba en los campos de La Guajira y el 36% en los campos de Cusiana y Cupiagua. A nivel empresarial, el 61% le correspondía a un productor-comercializador y el 23% a otro.

De acuerdo con lo anterior, y con base en los análisis de la CREG contenidos en el Documento CREG-062 de 2012, mediante la Resolución CREG 113 de 2012 la CREG ordenó publicar un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural”.

Esta publicación se hizo en la página web de la entidad y en el Diario Oficial N° 48.599 del 30 de octubre de 2012.

En el Documento CREG-063 de 2013, el cual soporta esta Resolución, se presenta el análisis de los comentarios recibidos a la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 113 de 2012.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010 la Comisión informó mediante comunicación S-2013-002542 del 25 de junio de 2013 a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de resolución.

Una vez revisadas las dos recomendaciones efectuadas por la Superintendencia de Industria y Comercio en su comunicación con radicados CREG E-2013-006022 y CREG E 2013-006096, la Dirección Ejecutiva de la CREG, consideró necesario, mediante la comunicación S-2013-003241, aclarar en relación con la participación de los usuarios no regulados en el mercado secundario:

Los antecedentes de la propuesta regulatoria sometida a consulta;

Los ajustes efectuados y su motivación;

Las razones que fundamentan el diseño del esquema regulatorio para la comercialización del gas natural y la participación de los usuarios no regulados en éste;

Las razones por las que no se considera como una barrera de entrada el que los usuarios no regulados deban participar en el mercado secundario a través de comercializadores; adicionalmente, respecto del gestor del mercado, la CREG aclaró: i) que el análisis relativo a las calidades del mismo se efectuaría en la instancia regulatoria correspondiente, esto es, al elaborar las resoluciones definitivas en las que se regule la materia propuesta en las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013; y ii) las razones por las que el cobro de los servicios

del gestor del mercado pueden ser trasladados a los usuarios finales del servicio, en la medida en que se espera que estos se beneficien de los mismos.

La Comisión considera que con las aclaraciones efectuadas contenidas en la comunicación anteriormente reseñada y que se exponen en su integridad en el documento CREG-063 de 2013 se atienden las recomendaciones de la SIC y se cuenta con estudios y análisis suficientes y adecuados que soportan la presente Resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas discutió el presente acto administrativo en sus sesiones N° 556, 558, 560 de los días 3, 17 y 28 de mayo de 2013, 561 y 562 de los días 11 y 14 de junio de 2013, 565 del 19 de julio de 2013, y la aprobó en su sesión 568 del 14 de agosto de 2013.<sup>17</sup>

La resolución 089 de 2013 de la CREG tiene por objeto *regular aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural*". Dicha Resolución contiene un conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario, se debe resaltar que en el Capítulo IV se encuentran regulados los aspectos de Comercialización de gas natural<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 053 (7, abril, 2011). Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo. Bogotá, D.C: El Ministerio, 2012.

<sup>18</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 089 (14, agosto, 2013). Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natura. Bogotá, D.C: El Ministerio, 2013.Art.1.

## CONCLUSIONES

La comercialización de gas es un tema de vital importancia donde la ley ha creado unidades con responsabilidades específicas sobre esta área como lo es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual tiene como función establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del sistema nacional de transporte de gas por medio de resoluciones, en las resoluciones ya mencionadas en este trabajo se clarifica el implemento del marco regulatorio en Comercialización de Gas, ya que su correcta gestión implica un aumento de la rentabilidad y mejora del servicio al cliente.

La definición de comercialización como la actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado a los usuarios finales, hace del transporte de gas una labor vital para la mejora de todo el proceso del gas y su correcto suministro de manera que el planeamiento y organización de la comercialización de gas natural este sistematizado en el mercado mayorista de gas por la CREG.

En este proyecto se realizó un estudio detallado de la comercialización del gas natural y de las importantes implicaciones y efectos de su marco regulatorio en La Transportadora de Gas Internacional S.A E.S.P, Siendo TGI SA E.S.P una empresa de servicios públicos de naturaleza mixta, rigiéndose por la ley 142 de 1994 la cual creó un marco vigente para los servicios públicos domiciliarios, el cual implemento grandes cambios.

Antes de la Ley de Servicios Públicos el estado era auto regulador y auto evaluador de su gestión, era gran promotor e inversionista, existía una fuerte estructura monopólica en toda la cadena de suministro, había una participación baja del sector privado y luego con la ley 142 del 94 se separan las funciones del estado, el sector de regulación está identificado con la CREG, surge una fuerte

participación de iniciativa privada y se crea un equilibrio económico, eficiencia y competitividad de los mercados.

El proyecto se estructura en cuatro grandes apartados estando el primero de ellos dedicado a desarrollar el marco de análisis, en este primer apartado se realizan una detallada descripción de la función de la CREG en las empresas dedicadas al transporte de gas, la regulación de los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas, los contratos de transporte de gas y hace referencia al contrato de condiciones uniformes o contrato de servicios públicos, todo esto para dar mención a la vigente situación del mercado de gas nacional y el principio de los diferentes agentes que constituyen el mercado.

Estudiando las diferentes resoluciones y la descripción de los procesos que llevan a cabo las comercializadoras de gas para la gestión de la misma, destacándose la importancia de la correcta gestión del transporte de gas para la programación de las resoluciones de la CREG sobre el sistema, es necesario entonces identificar el segundo apartado como el diagnóstico para la comparación y la identificación del nuevo modelo de comercialización de gas donde todos los sectores de un mercado de gas natural integrado deben funcionar bien para hablar de un mercado exitoso, teniendo entonces contratos con términos comunes o estándar que pondrán llevar al mercado en el camino hacia el éxito.

El tercer apartado hace una comparación y cuantificación de las ventajas de un modelo de comercialización de gas, para lo cual podemos decir que el sistema de transporte de gas Colombiano está basado en contratos, es decir que, la prestación del servicio de transporte y la expansión de la red dependen de la existencia y de los términos de los contratos entre transportadores y usuarios.

Por lo tanto, el Transportador sólo obtiene sus ingresos mediante la realización de contratos con los clientes y el cobro de las tarifas por transporte, que están sujetas a los cargos máximos regulados que la CREG establece periódicamente lo que permite una transparencia en el sistema y un mercado libre de discriminaciones.

El cuarto apartado se refiere a los resultados arrojados en esta práctica, para este análisis práctico queda reflejado que la estructura regulatoria de comercialización de gas natural en Colombia está viviendo un periodo de transición, debido a la serie de proyectos de resoluciones expedidos recientemente por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Tales documentos, expedidos en los últimos meses, están transformando la estructura y perspectiva del método en que tradicionalmente se ha negociando el gas natural en el país. Uno de los principales es el Proyecto de Resolución CREG 113 de 2012, en que se regula la creación y comercialización de nuevos mercados, se incluye la creación de un Gestor del mercado, y se estandarizan las condiciones generales de los contratos en la comercialización de gas natural.

El nuevo proyecto regulatorio presenta un esquema que divide el mercado mayorista de gas natural en un mercado primario y en un mercado secundario y de corto plazo. Asimismo, dicho esquema propuesto presenta una delimitación clara de los agentes habilitados para intervenir en ambos mercados, como asimismo destaca la exclusión de agentes que tradicionalmente podían realizar compras de gas natural sin necesidad de intervinientes, como el caso de usuarios no regulados. De aquí que este nuevo esquema presente una clara concentración de demanda por parte de los agentes comercializadores del mercado de gas natural.

En cuanto a los nuevos mecanismos de comercialización propuestos en el esquema regulatorio, se incluyen primordialmente la subasta en el mercado primario y en el mercado secundario y de corto plazo, como el escenario ideal para la comercialización de gas natural esto creándole consecuencias a las empresas prestadoras de servicio como TGI S.A E.S.P pues aparece la figura *úselo o véndalo* el cual no permite conservar el gas que no se utiliza.

La creación del Gestor del mercado se trata de una propuesta en la que se busca contar con un coordinador en el mercado de gas. Entre sus principales funciones

está diseñar y administrar el Boletín Electrónico Central (BEC), donde los participantes deben publicar toda la información correspondiente a las transacciones realizadas en este mercado, dando una transformación a el modelo anterior el cual permitía el libre desarrollo de sus actividades sin un sistema de información que pudiera manejar toda la información de sus contratos y demás movimientos para una revisión organizada del sistema de gas.

Esta nueva resolución trae también un cambio importante en la llamada *capacidad nominada* explicándola brevemente “es la capacidad de entrada igual a la capacidad contratada” restringiendo los consumos adicionales y eliminando los acuerdos comunes pues surge la COMPENSACION que permite remunerar en dinero lo que hace falta al momento de la entrega de gas en las llamadas variaciones de entrada y salida limitando a los comercializadores.

Finalmente El nuevo proyecto regulatorio introduce cambios en el esquema en que tradicionalmente el gas natural se ha comercializado en Colombia, por lo que se requiere de un esfuerzo conjunto por parte de todos los agentes intervinientes del mercado, especialmente de la CREG, para estructurar un mercado que efectivamente cumpla con las condiciones de demanda que exigen los usuarios en el mundo actual.

De acuerdo a un nuevo marco regulatorio propuesto por la CREG, se estandariza las condiciones generales de los contratos de suministro y de transporte de gas natural. Con esta estandarización se fijarán los términos y las condiciones generales, incluyendo fuerza mayor, eventos eximentes de responsabilidad, duración de suspensión permisible, causales de incumplimiento de los contratos, y reglas en materia de compensación. Es así como la estandarización de contratos deberá permitir un mecanismo de negociación más eficiente, en donde solo se requiera determinar las partes, la cantidad y capacidad de venta, y el precio. No obstante, dicha propuesta no permite establecer condiciones adicionales, lo cual a futuro podría ser perjudicial teniendo en cuenta las condiciones particulares que puede llegar a requerir cada contrato.

## BIBLIOGRAFIA

CORTE CONSTITUCIONAL, sentencia C 1162 de 2000, Magistrado Ponente JOSÉ GREGORIO HERNÁNDEZ GALINDO, expediente D-2863

CORTE CONSTITUCIONAL, sentencia T 411 de 1999, Magistrado Ponente FABIO MORON DIAZ, expediente T- 202409

LEY 142 DE JULIO 11 DE 1994 (servicios públicos domiciliarios) “por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”

LEY 143 DE JULIO 11 DE 1994 “por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”

RESOLUCIÓN CREG NO.074 DE SEPTIEMBRE 10 DE 1996, “Por la cual se regula el servicio público domiciliario de gases licuados del petróleo (GLP), y se dictan otras disposiciones”

RESOLUCIÓN CREG NO.086 DE NOVIEMBRE 20 DE 2000, “Por la cual se somete a consideración de los agentes y terceros interesados, el marco regulatorio para el Servicio Público Domiciliario de Gas Licuado del Petróleo y sus actividades complementarias”

RESOLUCIÓN CREG NO.103 DE DICIEMBRE 14 DE 2000, “Por la cual se establece la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que regirá a partir del 1º de enero del año 2001”

RESOLUCIÓN CREG NO.023 DE MARZO 05 DE 2008, “por la cual se establece el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo”

RESOLUCIÓN CREG NO.115 DE OCTUBRE 08 DE 2012, “Por la cual se modifican los artículos 5o y 6o de la Resolución CREG 051 de 2012”

RESOLUCIÓN CREG NO.113 DE OCTUBRE 08 DE 2012, “Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural”

RESOLUCIÓN CREG NO.063 DE JULIO 09 DE 2013,” Por la cual se complementan las Resoluciones CREG 116 de 1998, CREG-070 de 1999 y CREG-001 de 2003, en la aplicación de los programas de limitación de suministro de energía en bolsa que no está destinada directamente a atender usuarios finales por parte de comercializadores y generadores morosos, y la limitación a agentes morosos por incumplimiento en lo referente al esquema de garantías para las transacciones internacionales de energía, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”

RESOLUCIÓN CREG NO.051 DE JUNIO 04 DE 2013, “Por la cual se definen las reglas de las Subastas de Reconfiguración como parte de los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad”

RESOLUCIÓN CREG NO.069 DE JULIO 05 DE 2013, “Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen las calidades para acreditar la neutralidad, independencia y transparencia del gestor del mercado de gas natural”

RESOLUCIÓN CREG NO.088 DE AGOSTO 14 DE 2013, “Por la cual se libera el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte”

RESOLUCIÓN CREG No.088 DE AGOSTO 14 DE 2013, “Por la cual se libera el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte”

RESOLUCIÓN CREG No.089 DE AGOSTO 14 DE 2013, “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”

## ANEXOS

### ANEXO 1 RESOLUCION 089 DE LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIAS Y GAS

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

#### COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

#### RESOLUCIÓN No. 089 DE 2013

(14 Agosto de 2013)

“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”

#### LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

#### CONSIDERANDO QUE:

El inciso tercero del artículo 333 de la Constitución Política establece que “(e)l Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional”.

El artículo 365 de la Constitución Política establece, a su vez, que “(l)os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”, que los mismos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, y que “(e)n todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios”.

Los artículos 1, 2, 3 y 4 de la Ley 142 de 1994 establecen que los servicios públicos domiciliarios son esenciales y que la intervención del Estado está encaminada, entre otros fines, a conseguir su prestación eficiente, asegurar su calidad, ampliar su cobertura, permitir la libre competencia y evitar el abuso de la posición dominante. Esto mediante diversos instrumentos expresados, entre otros, en las funciones y atribuciones asignadas a las entidades, en especial las regulaciones de las comisiones, relativas a diferentes materias como la gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios, la fijación de metas de eficiencia, cobertura, calidad y su evaluación, la definición del régimen tarifario, la organización de sistemas de información, la neutralidad de la prestación de los servicios, entre otras.

Los artículos 14.18 y 69 de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

El artículo 34 de la Ley 142 de 1994 dispone que “las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificadas, y abstenerse de toda práctica que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia”, estableciendo para el efecto, entre otras, qué prácticas son consideradas como restricción indebida a la competencia, dentro de las que se destaca la establecida en su numeral 34.6, que estipula como una de ellas, “el abuso de la posición dominante al que se refiere el artículo 133 de esta Ley, cualquiera que sea la otra parte contratante y en cualquier clase de contratos”.

Según lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las comisiones regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos,

Cuando la competencia no sea, de hecho, posible y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante y produzcan servicios de calidad.

De acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

El literal b) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 determina que corresponde a la CREG expedir regulaciones específicas para el uso eficiente del gas combustible por parte de los consumidores.

De acuerdo con lo establecido en el literal c) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, es función de la CREG establecer el reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible.

El artículo 139 de la Ley 142 de 1994 establece que no es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se de aviso amplio y oportuno.

La potestad normativa atribuida a las comisiones de regulación es una manifestación de la intervención del Estado en la economía expresada en la regulación con la finalidad de corregir las fallas del mercado, delimitar la libertad de empresa, preservar la competencia económica, mejorar la prestación de los servicios públicos y proteger los derechos de los usuarios.

La Ley 401 de 1997 dispuso en el párrafo 2 de su artículo 11 que “las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos”.

Los Códigos Civil y de Comercio regulan los contratos de suministro, compraventa y transporte.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público está regulada por el Gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos.

El artículo 992 del Código de Comercio establece los eventos en los que el transportador puede exonerarse, total o parcialmente, de su responsabilidad por la inejecución o por la ejecución defectuosa o tardía de sus obligaciones.

Así mismo, el artículo 996 del mismo Código establece que cuando el transporte se pacte en forma de suministro se aplicarán las reglas relativas al contrato de suministro, entre ellas el artículo 978 referido.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y otras que la han modificado y complementado, la CREG adoptó el reglamento único de transporte de gas natural, RUT.

En el numeral 1.3 del RUT se establece que “(l)a iniciativa para la reforma del Reglamento también será de la Comisión si ésta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor concurrencia entre oferentes y demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados”.

En el RUT se prevé la existencia del mercado secundario de suministro y de transporte de gas, el cual se basa en los sistemas de información implementados por cada transportador a través de los boletines electrónicos de operaciones.

El mercado secundario previsto en la regulación es físico, de tal forma que su desarrollo depende de las gestiones que realizan los propios participantes de mercado que cuentan con excedentes y aquellos que tienen desbalances en sus compras.

Se considera que para un desarrollo óptimo del mercado secundario, en el cual se obtengan indicadores de mercado de corto y mediano plazo, se requiere: i) mejorar la disponibilidad de información; ii) mejorar la liquidez a través de la fijación de requisitos mínimos en los contratos; y iii) buscar que los participantes en este mercado estén sometidos a la regulación y a la inspección, vigilancia y control por parte de las entidades competentes.

Las plantas de generación de energía a base de gas están sujetas a la posibilidad de redespachos en el sector eléctrico, lo cual implica renominaciones, tanto de suministro como de transporte de gas natural durante el día de gas.

En el RUT se prevé que las variaciones de salida, causadas por los participantes del mercado, serán objeto de compensaciones.

La necesidad de una mayor liquidez en el mercado secundario ha sido evidenciada por la CREG a partir de sendos estudios sobre el mercado colombiano de gas natural, necesidad que ha sido corroborada por comentarios recibidos de manera informal que indican que las ventas en el mercado primario de cantidades de gas por parte del productor-comercializador y de capacidad de transporte por parte del transportador, bajo la modalidad interrumpible, está afectando la liquidez del mercado secundario.

De conformidad con lo dispuesto en el parágrafo 2 del artículo 5 del Decreto

2100 de 2011, corresponde a la CREG, siguiendo los lineamientos establecidos

en el artículo 13 de dicho Decreto, definir los mecanismos que permitan a quienes atiendan la demanda esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere dicho artículo.

El Decreto 2100 de 2011, en su artículo 11, dispone que la CREG establecerá los mecanismos y procedimientos de comercialización de la producción total disponible para la venta, PTDV, y de las cantidades importadas disponibles para la venta, CIDV, conforme a los lineamientos establecidos en dicha norma.

El artículo 12 del Decreto 2100 de 2011 establece las excepciones a los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV.

En el artículo 13 del Decreto 2100 de 2011 se establecen los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización, determinándose que la CREG “deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes”.

El artículo 14 del Decreto 2100 de 2011 establece que “con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de

Contratos previstos en la regulación”. Así mismo, determina que los contratos de suministro y/o transporte, que a la fecha de expedición de dicho Decreto se encuentren en ejecución, no serán modificados por efectos de esta disposición, salvo que se prorrogue su vigencia, caso en el cual la prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

El artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 determina que cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los acuerdos y protocolos operativos que se requieran.

Según el párrafo del artículo 22 del Decreto 2100 de 2011, la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.

Conforme al artículo 4 del Decreto 1260 de 2013 corresponde a la CREG establecer la metodología para seleccionar y remunerar los servicios del gestor del mercado de gas natural, asegurando la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la total independencia del prestador de los mismos, así como la experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. También corresponde a la CREG definir el alcance de los servicios a cargo del gestor del mercado de gas natural, responsable de facilitar las negociaciones y de recopilar y publicar información operativa y transaccional del mercado de gas natural.

El artículo 1 del Decreto 1710 de 2013 establece que al expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural la CREG podrá “(e)stablecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista” y “(s) señalar la información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural”.

El artículo 2 del Decreto 1710 de 2013 modificó el artículo 20 del Decreto 2100 de 2011 y dispuso que “(l)a CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural de que trata el literal c del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. Estas reglas y condiciones deberán asegurar la neutralidad, transparencia, objetividad e independencia del gestor, así como su

experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. Así mismo, la CREG determinará la forma y remuneración de los servicios del gestor”. También dispuso que “(l)a CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre concurrencia”.

Conforme al artículo 17 del Decreto 2100 de 2011, corresponde a la UPME elaborar un plan indicativo de abastecimiento de gas natural con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con el Decreto 1258 de 2013 la UPME tiene a su cargo, entre otros, la planeación de las alternativas para satisfacer los requerimientos energéticos, y elaborar y actualizar los planes de abastecimiento de gas. Igualmente tiene a su cargo la elaboración y divulgación del balance minero energético nacional.

Mediante la Resolución CREG 062 de 2013 la Comisión estableció incentivos para que generadores térmicos contraten la prestación del servicio de gas natural importado.

Mediante la Resolución CREG 088 de 2013 la Comisión liberó el precio del gas natural puesto en punto de entrada al sistema nacional de transporte.

Según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, es necesario promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado. Igualmente se ha identificado la necesidad de promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

En junio de 2012 cerca del 48% del potencial de producción de gas natural estaba en los campos de La Guajira y el 36% en los campos de Cusiana y Cupiagua. A nivel empresarial, el 61% le correspondía a un productor- comercializador y el 23% a otro.

De acuerdo con lo anterior, y con base en los análisis de la CREG contenidos en el Documento CREG-062 de 2012, mediante la Resolución CREG 113 de 2012 la CREG ordenó publicar un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural”. Esta publicación se hizo en la página web de la entidad y en el Diario Oficial N°48.599 del 30 de octubre de 2012.

En el Documento CREG-063 de 2013, el cual soporta esta Resolución, se presenta el análisis de los comentarios recibidos a la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 113 de 2012.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010 la Comisión informó mediante comunicación S-2013-002542 del 25 de junio de 2013 a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de resolución.

Una vez revisadas las dos recomendaciones efectuadas por la Superintendencia de Industria y Comercio en su comunicación con radicados CREG E-2013-006022 y CREG E 2013-006096, la Dirección Ejecutiva de la CREG, consideró necesario, mediante la comunicación S-2013-003241, aclarar en relación con la participación de los usuarios no regulados en el mercado secundario: i) los antecedentes de la propuesta regulatoria sometida a consulta; ii) los ajustes efectuados y su motivación; iii) las razones que fundamentan el diseño del esquema regulatorio para la comercialización del gas natural y la participación de los usuarios no regulados en éste; y iv) las razones por las que no se considera como una barrera de entrada el que los usuarios no regulados deban participar en el mercado secundario a través de comercializadores; adicionalmente, respecto del gestor del mercado, la CREG aclaró: i) que el análisis relativo a las calidades del mismo se efectuaría en la instancia regulatoria correspondiente, esto es, al elaborar las resoluciones definitivas en las que se regule la materia propuesta en las resoluciones CREG 155 de 2012 y 069 de 2013; y ii) las razones por las que el cobro de los servicios del gestor del mercado pueden ser trasladados a los usuarios finales del servicio, en la medida en que se espera que estos se beneficien de los mismos.

La Comisión considera que con las aclaraciones efectuadas contenidas en la comunicación anteriormente reseñada y que se exponen en su integridad en el documento CREG-063 de 2013 se atienden las recomendaciones de la SIC y se cuenta con estudios y análisis suficientes y adecuados que soportan la presente Resolución.

Según lo previsto en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, concordante con el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente, garantizándose de esta manera la participación de todos los agentes del sector y demás interesados.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas discutió el presente acto administrativo en sus sesiones N° 556, 558, 560 de los días 3, 17 y 28 de mayo de 2013, 561 y 562 de los días 11 y 14 de junio de 2013, 565 del 19 de julio de 2013, y la aprobó en su sesión 568 del 14 de agosto de 2013.

## **RESUELVE: Título I**

### **Disposiciones Generales**

**Artículo 1.** Objeto. Mediante esta Resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

**Parágrafo.** De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 y los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011, la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores-comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes.

**Artículo 2.** Ámbito de aplicación. La presente Resolución aplica a todos los participantes del mercado de gas natural.

**Artículo 3.** Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG.

**Almacenador:** participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, entendido servicio de almacenamiento en los términos del numeral 2.3 del RUT. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

**Boletín Electrónico Central, BEC:** página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente Resolución. Es también una herramienta que permite a participantes del mercado intercambiar

información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

**Capacidad disponible primaria:** es aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme. Se determinará de conformidad con lo señalado en el Artículo 4 de esta Resolución.

**Capacidad disponible secundaria:** es aquella capacidad firme que el remitente puede ceder o vender. La cesión podrá estar supeditada a la aprobación por parte del transportador correspondiente.

**Capacidad firme:** capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte o contratos de transporte de contingencia.

**Capacidad interrumpible:** capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos con interrupciones.

**Comercialización:** actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y/o en el mercado secundario y su venta con destino a otras operaciones en dichos mercados, o a los usuarios finales. En el caso de la venta a los usuarios finales también incluye la intermediación comercial de la distribución de gas natural.

**Comercializador:** participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de

1996, el comercializador no podrá tener interés económico en productores-Comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización tendrán la calidad de comercializadores.

**Comercializador de gas importado:** agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

**Comprador cesionario:** persona jurídica con la cual un comprador primario celebra un contrato de cesión de derechos de suministro de gas. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas

natural en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Comprador de corto plazo:** persona jurídica con la cual un comprador primario, un comprador cesionario o un comprador secundario celebra un contrato de compraventa de derechos de suministro de gas como resultado del proceso úselo o véndalo de corto plazo. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado secundario y que esté registrado en el BEC, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Comprador primario:** persona jurídica con la cual un productor- comercializador o un comercializador de gas importado celebra un contrato para el suministro de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado primario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Comprador secundario:** persona jurídica con la cual un comprador primario o un comprador cesionario celebra un contrato de compraventa de derechos de suministro de gas. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

Condición de probable escasez: corresponderá a los eventos en que el precio del pre despacho ideal del mercado mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

**Contrato con interrupciones, CI:** contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

**Contrato de opción de compra de gas, OCG:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a

Discreción del comprador. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.

**Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

**Contrato de opción de compra de transporte, OCT:** contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

**Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor.

**Contrato de suministro de contingencia, CSC:** contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.

**Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT:** contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

**Contrato de transporte de contingencia, CTC:** contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

**Contrato firme o que garantiza firmeza, CF:** contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

**Día D-1:** día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día de gas.

**Día de gas:** día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

**Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña:** eventos que de acuerdo con los artículos 64 del Código Civil y 992 del Código de Comercio, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, eximen de la responsabilidad por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si el mismo se deriva de ellos. Dichos eventos deben ser imprevistos, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad.

**Eventos eximentes de responsabilidad:** eventos taxativamente establecidos en la presente Resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los participantes del mercado por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si éste se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Gestor del mercado:** responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos en esta Resolución.

**Mercado mayorista de gas natural:** conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de

intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. Estas transacciones se harán con sujeción al reglamento de operación de gas natural.

**Mercado primario:** es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

**Mercado secundario:** mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores- comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de esta Resolución.

**Oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF:** cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, que un comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la cantidad importada disponible para la venta, CIDV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

**Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDFV:** cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, que un productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

**Participantes del mercado:** personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los

sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son participantes los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT, los transportadores, los distribuidores, los comercializadores, los almacenadores y los usuarios no regulados.

**Procesador de gas en el SNT:** participante del mercado que toma gas natural en un punto de salida del SNT dentro de las condiciones de calidad establecidas en el RUT, le extrae componentes e inyecta el gas natural residual al SNT dentro de las condiciones de calidad señaladas en el RUT. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

**Proceso úselo o véndalo de corto plazo:** mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados el gas natural y/o la capacidad de transporte que hayan sido contratados en el mercado primario y no hayan sido nominados para el siguiente día de gas.

**Proceso úselo o véndalo de largo plazo:** mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario y cuyo uso no se prevea en los términos de esta Resolución.

**Productor-comercializador:** es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo, en un punto de entrada al SNT o en un punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Puede comprar gas en el mercado secundario, sin ser considerado un comercializador. El productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996.

**Promotor de mercado:** participante del mercado, responsable de sostener negociaciones de contratos firmes en el mercado secundario, con el fin de estimular la liquidez de dicho mercado.

**Puntos estándar de entrega:** puntos del SNT definidos para la entrega del gas negociado en el mercado secundario.

**Reglamento de operación de gas natural:** conjunto de principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural. El reglamento de operación comprende varios documentos sobre los temas del funcionamiento del sector gas natural.

**Reglamento único de transporte de gas natural, RUT:** se refiere a la Resolución CREG 071 de 1999, sus modificaciones y adiciones.

**Remitente:** será el remitente primario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según sea el caso.

**Remitente cesionario:** persona jurídica con la cual un remitente primario celebra un contrato de cesión de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Remitente de corto plazo:** persona jurídica con la cual un remitente primario, un remitente cesionario o un remitente secundario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria como resultado del proceso úselo o véndalo de corto plazo. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario y que esté registrado en el BEC, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Remitente primario:** persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado primario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Remitente secundario:** persona jurídica con la cual un remitente primario o un remitente cesionario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

**Responsable de la nominación de gas:** será el comprador primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el comprador cesionario cuando haya suscrito la cesión de derechos de suministro de gas.

**Responsable de la nominación de transporte:** será el remitente primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el remitente cesionario cuando haya suscrito la cesión de capacidad contratada.

**Spread:** diferencia entre el precio de venta y el precio de compra de las ofertas que realiza un promotor de mercado.

**Titular:** en el caso del suministro de gas natural, el titular de los derechos de suministro de gas será el último comprador en haber suscrito la compraventa o la cesión de tales derechos. En el caso del transporte, el titular de la capacidad contratada será el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad.

**Variaciones de salida:** valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía autorizada y la cantidad de energía tomada en un punto de salida para cada hora. En el caso de los distribuidores será el valor absoluto de la diferencia para un día.

**Artículo 4.** Capacidad disponible primaria. La capacidad disponible primaria por tramo o grupo de gasoductos, según las resoluciones de cargos adoptadas por la CREG, corresponderá a la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, y a la capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte.

En el Anexo 1 de esta Resolución se establece la forma como se determinarán los valores de            y            .

**Parágrafo 1.** La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales deberá ser igual o inferior, en todo momento, al valor de la capacidad máxima de mediano plazo. Para esto se tomará el valor de la capacidad máxima de mediano plazo establecido en las resoluciones particulares en las que se aprueben cargos de transporte.

El valor de la capacidad máxima de mediano plazo podrá ser objeto de ajustes cuando se presente uno o varios de los siguientes eventos: i) el transportador realice inversiones no previstas en las inversiones en aumento de capacidad; ii) se presenten cambios en la localización de la demanda; o iii) se presenten cambios

en las fuentes de suministro de gas natural debido al agotamiento total de uno o varios campos de producción o al surgimiento de nuevos campos que inyecten gas al respectivo sistema de transporte o a importaciones de gas que se inyecten al respectivo sistema de transporte. En cualquiera de estos casos, antes de comprometer la nueva capacidad máxima de mediano plazo mediante contratos, el transportador deberá publicarla en su boletín electrónico de operaciones y solicitar su publicación en el BEC, previa verificación de la misma por parte una firma auditora que cumpla los requisitos definidos por el CNOG.

Se entenderá por capacidad máxima de mediano plazo e inversiones en aumento de capacidad lo dispuesto en la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.

El incumplimiento de lo dispuesto en este párrafo podrá ser considerado por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia.

Parágrafo 2. El transportador sólo podrá comprometer a través de contratos con interrupciones una capacidad igual o inferior a la componente .

El incumplimiento de lo dispuesto en este párrafo será considerado una práctica restrictiva de la competencia en el mercado secundario.

**Artículo 5.** Siglas. Para efectos de la presente Resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

AOM: Administración, operación y mantenimiento.

BEC: Boletín Electrónico Central.

BTU: Abreviatura de British Thermal Unit.

CIDV: Cantidades importadas disponibles para la venta.

CIDVF: Cantidades importadas disponibles para la venta en firme.

CMMP: Capacidad máxima de mediano plazo.

CNOG: Consejo Nacional de Operación de Gas Natural. CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. GBTU: Giga BTU.

- GBTUD: Giga BTU por día.
- KPC: Mil pies cúbicos estándar.
- KPCD: Mil pies cúbicos estándar por día.
- MBTU: Millón de BTU.
- MBTUD: Millón de BTU por día.
- OEF: Obligaciones de energía firme.
- PTDV: Producción total disponible para la venta.
- PTDVF: Oferta de producción total disponible para la venta en firme.
- RUT: Reglamento único de transporte de gas natural.
- SNT: Sistema nacional de transporte de gas.
- UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

## **Título II Gestor del Mercado**

**Artículo 6.** Servicios a cargo del gestor del mercado. El gestor del mercado prestará los siguientes servicios:

1. Diseño, puesta en funcionamiento y administración del BEC.

El gestor del mercado deberá diseñar, poner en funcionamiento y administrar el BEC, que deberá funcionar en su página web. A través del BEC el gestor del mercado prestará los servicios especificados en los numerales 2 y 4 del presente artículo. Así mismo, el gestor del mercado podrá hacer uso del BEC para prestar los servicios señalados en los numerales 3, 5 y 6 del presente artículo.

2. Centralización de información transaccional y operativa.

El gestor del mercado deberá:

- a) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones realizadas en el mercado primario y en el mercado secundario, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución.

b) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución.

c) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información operativa del sector de gas natural, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución.

Como parte de este servicio el gestor del mercado publicará a través del BEC la información que se señala en los numerales 1, 2, 3 y 4 del Anexo 2 de esta Resolución. Cualquier persona podrá acceder, sin costo alguno, a esta información agregada y publicada por el gestor del mercado. El gestor del mercado podrá prestar otros servicios de información que podrán dar lugar a su cobro.

3. Gestión del mecanismo de subasta en el mercado primario de gas natural.

El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de gas natural en el mercado primario, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el Artículo 27 de la presente Resolución.

4. Gestión de los mecanismos de comercialización del mercado secundario de gas natural.

El gestor del mercado deberá facilitar las negociaciones del mercado secundario, para lo cual dará aplicación a los procedimientos de que tratan los Artículos 41, 44, 45 y 46 de la presente Resolución.

5. Gestión del mecanismo de subasta previsto para los contratos con interrupciones en el mercado mayorista de gas natural.

El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de gas natural bajo la modalidad de contrato con interrupciones, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el Artículo 50 de la presente Resolución.

6. Reporte de información para el seguimiento del mercado mayorista de gas natural.

En desarrollo de este servicio, el gestor del mercado pondrá a disposición de las entidades competentes la información transaccional y operativa que las mismas le

soliciten para efectos de la regulación, inspección, vigilancia y control del mercado mayorista de gas natural. La entrega de esta información no dará lugar a cobro alguno por parte del gestor del mercado.

**Parágrafo 1.** Todos los participantes del mercado están obligados a declarar la información señalada en el Anexo 2 de la presente Resolución, según sea el caso. Dicha información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el gestor del mercado. En consecuencia, ninguna cláusula de confidencialidad en los contratos celebrados entre los participantes del mercado será oponible al gestor del mercado, pero éste deberá dar el manejo que corresponda a la información que revista carácter reservado.

**Parágrafo 2.** La no declaración al gestor del mercado de la información señalada en el Anexo 2 de esta Resolución podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de dicha información de manera inconsistente. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

**Parágrafo 3.** El gestor del mercado no tendrá competencia determinar la ocurrencia de casos de ejercicio de poder de mercado, prácticas contrarias a la libre competencia o similares. Tampoco tendrá potestades para sancionar comportamientos de los participantes del mercado.

**Parágrafo 4.** En la elaboración de los formatos requeridos para la captura de información transaccional y operativa, según lo establecido en el Anexo 2 de esta Resolución, el gestor del mercado podrá apoyarse en el CNOG.

**Artículo 7.** Selección del gestor del mercado. Con la periodicidad que determine la CREG, ésta adelantará un concurso público para seleccionar al gestor del mercado que prestará los servicios establecidos en el Artículo 6 de esta Resolución. Dicho concurso estará sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva y a la metodología definida por la CREG en resolución aparte.

**Parágrafo 3.** Los contratos que se pacten en el mercado primario deberán ser escritos, sin perjuicio de su naturaleza consensual. Cada contrato sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición

deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

**Parágrafo 4.** Con excepción de los contratos con interrupciones, durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del gas natural o de la capacidad contratada.

**Parágrafo 5.** Para efectos del cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario, la Comisión podrá considerar que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a los contratos de transporte con firmeza condicionada y a los de opción de compra de transporte, celebrados para la misma dirección de un tramo del SNT, es constante durante la vigencia de estos contratos e igual a la máxima capacidad garantizada mediante dichos contratos. Para el cálculo de esta capacidad se tendrán en cuenta las reglas establecidas en el Artículo 4 y en el Anexo 1 de esta Resolución para el cálculo de la capacidad disponible primaria. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

Cuando se trate de contratos de opción de compra de transporte, celebrados con el propósito de cumplir las obligaciones de energía firme de los generadores térmicos que se acojan a la opción de gas natural importado, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 106 de 2011, la Comisión podrá considerar que el perfil de demanda esperada de capacidad para efectos tarifarios es igual al perfil de demanda pactado en los respectivos contratos. En todo caso el perfil considerado para efectos tarifarios no será superior a la CMMP. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores de las inversiones adicionales no serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte. La remuneración de dichas inversiones será pactada por los transportadores y los generadores térmicos.

**Parágrafo 6.** La celebración de contratos para la prestación del servicio de parqueo se realizará de conformidad con lo dispuesto en el artículo 29 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.

**Parágrafo 7.** Todos los contratos del mercado primario serán de entrega física.

## **Capítulo II**

### **Requisitos mínimos de los contratos de suministro y de transporte**

**Artículo 10.** Requisitos mínimos de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra. Los contratos referidos en el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberán cumplir los requisitos mínimos que se establecen en el presente capítulo y los mismos deberán estar en su clausulado.

**Parágrafo.** En el caso de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones las partes tendrán la potestad de determinar su contenido sin contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

**Artículo 11.** Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En la ejecución de los contratos referidos en el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana.

La ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña no exonerará ni liberará a las partes, en ningún caso, del cumplimiento de las obligaciones causadas con anterioridad a la ocurrencia de los hechos a los que se refiere este artículo.

En caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se deberá proceder de la siguiente forma:

1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes,

invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.

2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña entregará por escrito a la otra parte, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del mismo y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.

3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación, se suspenderá el

cumplimiento de la obligación de entregar, de aceptar la entrega o de transportar gas natural, según corresponda, a partir del acaecimiento del respectivo hecho y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido.

4. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la notificación la parte no afectada directamente rechaza por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si dentro del plazo de los diez (10) días hábiles mencionados la parte no afectada directamente no manifiesta por escrito el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma.

5. La parte que invoque la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña deberá realizar sus mejores esfuerzos para subsanar la causa que dio lugar a su declaratoria, e informará por escrito a la otra parte, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la superación del evento, la fecha y hora en que fue superado. El cumplimiento de las obligaciones suspendidas se reiniciará el día de gas siguiente a la notificación de la superación del evento, siempre y cuando dicha notificación sea recibida por la parte no afectada directamente al menos dos (2) horas antes del inicio del ciclo de nominación para el siguiente día de gas. En caso contrario las obligaciones suspendidas se reiniciarán el segundo día de gas siguiente la notificación.

**Parágrafo.** La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado y la obligación de los remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada se suspenderán durante los eventos de

fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En caso de que no se afecte la capacidad total de suministro el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada. En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.

Artículo 12. Eventos eximentes de responsabilidad. Por evento eximente de responsabilidad se entenderá lo establecido en el Artículo 3 de la presente Resolución.

En los contratos a que se refiere el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad:

1. La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, transporte, entrega o recibo del gas, así como de las conexiones o las instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, tales como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden público, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones.
2. Cesación ilegal de actividades, cuando esos actos contribuyan o resulten en la imposibilidad de cualquiera de las partes para cumplir con sus obligaciones.
3. Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 de este artículo. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en el Artículo 13 de la presente Resolución.
4. Las salidas forzadas de la infraestructura de transporte, que serán objeto de regulación aparte, en el caso de los contratos de transporte.
5. Cuando por causas imputables a una de las partes del contrato no se haya realizado el registro de que trata el literal b) del numeral 1.3 del Anexo 2. En este caso la no entrega del gas natural o la no prestación del servicio de transporte

debido a la inexistencia del registro serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad para la otra parte.

**Parágrafo 1.** La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado y la obligación de los remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada se suspenderán durante los eventos eximentes de responsabilidad. En caso de que no se afecte la capacidad total de suministro el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada. En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.

**Parágrafo 2.** Para los eventos señalados en los numerales 1, 2 y 4 del presente artículo deberá seguirse el procedimiento establecido en el Artículo 11 de la presente Resolución.

**Parágrafo 3.** Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los transportadores informarán al CNOG y coordinarán con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo que adopte la CREG. El CNOG someterá a consideración de la CREG dicho protocolo dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución. De no hacerlo, la CREG procederá a adelantar las acciones necesarias para diseñar y adoptar el protocolo.

Los compradores o remitentes informarán a los productores-comercializadores, comercializadores de gas importado y transportadores las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes.

**Artículo 13.** Duración permisible para suspensiones del servicio. La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos a que se refiere el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior a:

1. Cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de suministro de gas natural.

2. Ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año, en los contratos de transporte de gas natural.

**Parágrafo 1.** La CREG podrá reducir gradualmente las duraciones máximas señaladas en este artículo en la medida en que en el mercado mayorista haya las condiciones suficientes para reducir las duraciones permisibles para estas interrupciones y/o se viabilice la importación de gas natural. Dichas reducciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de esa medida.

**Parágrafo 2.** No se considerará un evento eximente de responsabilidad la suspensión del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que excedan el menor tiempo entre aquel que adopte la CREG, de conformidad con el protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 del Artículo 12 de la presente Resolución, y el establecido en el presente artículo. Lo anterior sin perjuicio de las demás normas que la CREG adopte en dicho protocolo.

Artículo 14. Incumplimiento. Para efectos regulatorios se considera que se incumplen los contratos referidos en el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, en los siguientes casos:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:

a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.

b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el gas contratado.

2. En el caso de los contratos de transporte de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:

a) Por parte del transportador, cuando éste incumple su obligación de recibir la cantidad de energía nominada en el punto de inicio del servicio y de entregar la

cantidad de energía nominada en el punto de terminación del servicio. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente; además, el remitente deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.

b) Por parte del remitente, cuando éste incumple su obligación de pagar los cargos de transporte acordados entre las partes.

**Parágrafo 1.** Las partes podrán definir otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, sin que las mismas sean consideradas incumplimientos para efectos de esta Resolución.

**Parágrafo 2.** Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán acotar la cantidad de energía a suministrar a las cantidades contratadas. Los transportadores deberán acotar las cantidades de energía autorizada a la equivalencia energética de la capacidad contratada. El suministro o el transporte de cantidades de energía por encima de las contratadas podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia.

**Parágrafo 3.** La cantidad de energía a suministrar por parte de un productor-comercializador o de un comercializador de gas importado y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales en el punto de entrada. Cualquier reducción en la cantidad de energía a suministrar o en la cantidad de energía autorizada para dar cumplimiento a esta disposición, que obedezca a que las cantidades nominadas no sean iguales, no será considerada un incumplimiento por parte del productor-comercializador, del comercializador de gas importado o del transportador, según corresponda.

**Artículo 15.** Compensaciones. En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el Artículo 14 de esta Resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:

a) Si el vendedor incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1 del Artículo 14 de esta Resolución, deberá reconocer y pagar al comprador el siguiente valor, según corresponda:

-Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 1 del Anexo 3 de esta Resolución.

-Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del Anexo 3 de esta Resolución.

b) Si el comprador incumple su obligación de pagar el gas contratado, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato.

2. En el caso de los contratos de transporte de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:

a) Si el transportador incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2 del Artículo 14 de esta Resolución, deberá reconocer y pagar al remitente el siguiente valor, según corresponda:

i. Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo 3 de esta Resolución.

ii. Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 4 del Anexo 3 de esta Resolución.

b) Si el remitente incumple su obligación de pagar los cargos de transporte pactados en el respectivo contrato, el transportador podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato.

**Parágrafo 1.** Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser liquidadas mensualmente, por parte del beneficiario, y facturadas con la misma periodicidad de la facturación del servicio.

**Parágrafo 2.** Lo establecido en el presente artículo no excluye la aplicación del artículo 992 del Código de Comercio para los contratos de transporte de gas natural.

**Parágrafo 3.** La CREG determinará el momento a partir del cual las compensaciones, a las que se hace referencia en el literal a) del numeral 1 y en el literal a) del numeral 2 de este artículo, podrán ser calculadas con base en los precios de las negociaciones realizadas en el mercado secundario. Dichas disposiciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de las mismas.

**Parágrafo 4.** Si las partes definen otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 14 de esta Resolución, las partes también podrán acordar las compensaciones correspondientes.

**Artículo 16.** Actualización de precios. Los precios pactados en los contratos de suministro bajo las modalidades firme, de firmeza condicional y de opción de compra, sólo se actualizarán anualmente con base en las ecuaciones establecidas en el Anexo 4.

**Parágrafo 1.** La actualización de precios de que trata este artículo también se aplicará a la prima de los contratos de opción de compra de gas.

**Parágrafo 2.** La actualización de precios de que trata este artículo se aplicará cada 1 de diciembre.

### **Capítulo III Participantes en el mercado primario**

**Artículo 17.** Vendedores de gas natural. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado son los únicos participantes del mercado que podrán vender gas natural en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III y en el título V de la presente Resolución.

**Parágrafo.** El comercializador del gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH sólo podrá participar como vendedor de gas natural en el mercado primario.

**Artículo 18.** Compradores de gas natural. Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado primario. Para la negociación de los

respectivos contratos de suministro de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III y en el título V de la presente Resolución.

**Artículo 19.** Vendedores de capacidad de transporte. Los transportadores son los únicos participantes del mercado que podrán vender capacidad de transporte de gas natural en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en los Artículos 30 y 51 de la presente Resolución.

**Artículo 20.** Compradores de capacidad de transporte. Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en los Artículos 30 y 51 de la presente Resolución.

#### **Capítulo IV Comercialización de gas natural**

**Artículo 21.** Mecanismos de comercialización. Con excepción del gas natural que se comercialice mediante la modalidad con interrupciones, en el mercado primario sólo se podrán utilizar los mecanismos de comercialización señalados en los Artículos 22 y 24 de esta Resolución. En el caso del gas natural que se comercialice mediante la modalidad con interrupciones se deberá dar aplicación a lo previsto en el título V de esta Resolución.

**Parágrafo.** El comercializador del gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH comercializará dicho gas natural con sujeción a lo dispuesto en los artículos 22 y 24 de esta Resolución. En esas negociaciones participará como vendedor.

**Artículo 22.** Negociación directa en cualquier momento del año. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán negociar directamente el suministro de gas natural, en cualquier momento del año, en los casos señalados a continuación.

1. Los productores-comercializadores sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:

a) Cuando, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, provenga de las siguientes fuentes de producción:

i. Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.

ii. Campos menores.

iii. Yacimientos no convencionales.

b) Cuando provenga de un campo aislado. Se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión, a través de gasoductos, a sistemas de transporte del SNT que tienen acceso físico, directamente o a través de otros sistemas de transporte, a los puntos de Ballena en el Departamento de La Guajira o de Cusiana en el Departamento de Casanare.

c) Cuando provenga del desarrollo de un nuevo campo de producción de gas natural. Se deberá entender desarrollo en los términos del contrato de exploración y producción de hidrocarburos de la ANH. El gas natural proveniente de ese nuevo campo y que se declare como oferta de PTDVF podrá negociarse directamente durante los tres (3) años siguientes a la declaratoria de comercialidad del nuevo campo, período durante el cual deberán celebrarse los contratos resultantes de dichas negociaciones. Una vez terminado ese período de tiempo el gas natural proveniente de ese campo se deberá comercializar de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 24 de esta Resolución.

d) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra contra exportaciones, siempre que la cantidad a negociar no supere la cantidad vendida o por vender por el respectivo productor- comercializador con destino a exportaciones.

e) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.

2. Los comercializadores de gas importado sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:

- a) Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
  
- b) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.

**Parágrafo 1.** Los contratos vigentes con fecha de vencimiento anterior al 31 de diciembre de 2013 podrán ser extendidos, de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el 31 de diciembre de 2013.

**Parágrafo 2.** Los contratos que estén vigentes al momento de la expedición de esta Resolución y que tengan fecha de vencimiento anterior a un 30 de noviembre podrán ser extendidos, de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el 30 de noviembre inmediatamente siguiente a la fecha de vencimiento prevista al momento de la expedición de esta Resolución.

**Parágrafo 3.** Los productores-comercializadores cuya participación en un contrato de asociación o en un contrato de exploración y producción finalice en una fecha anterior a un 30 de noviembre podrán comercializar el gas natural que les corresponde mediante negociaciones directas con otros productores-comercializadores o con los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución. Estas negociaciones deberán tener como fecha de inicio de la obligación de entrega el 30 de noviembre inmediatamente anterior a la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción, y deberán tener como fecha de terminación de la obligación de entrega la fecha de finalización de la

Participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción. En este caso no se dará aplicación a las disposiciones de la Resolución CREG 093 de 2006.

**Parágrafo 4.** En cualquiera de los casos señalados en este artículo los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado podrán comercializar gas natural a través de los mecanismos de negociación a que se refiere el Artículo 27 de esta Resolución.

**Parágrafo 5.** Los productores-comercializadores podrán comercializar gas natural, mediante negociaciones directas, a través de contratos de suministro con fecha de terminación anterior al 1 de enero de 2014. Estos contratos deberán sujetarse a las modalidades y a los requisitos establecidos en los capítulos I y II del título III de esta Resolución, y su fecha de terminación no podrá ser posterior al 31 de diciembre de 2013.

**Artículo 23.** Contratos objeto de las negociaciones directas en cualquier momento del año. En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el Artículo 22 de esta Resolución sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada, de opción de compra de gas, de opción de compra de gas contra exportaciones y de suministro de contingencia, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que éstas acuerden.

**Parágrafo.** De esta disposición se exceptúan los casos señalados en el numeral i del literal a) del numeral 1, en el literal b) del numeral 1 y en el literal a) del numeral 2 del Artículo 22 de esta Resolución. En estos casos las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren.

**Artículo 24.** Negociación según el balance de la UPME. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán negociar el suministro de gas natural, durante el período de tiempo que defina la CREG, mediante los mecanismos de comercialización establecidos en los Artículos 25 y 27 de esta Resolución, según lo dispuesto en este artículo.

Dentro de los primeros diez (10) días hábiles de junio de cada año, la CREG establecerá mediante resolución el mecanismo de comercialización a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo. Lo anterior con base en el análisis del más reciente balance entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas realizado por la UPME. El balance deberá ser aquel que considere el escenario de demanda baja.

Cuando el balance realizado por la UPME muestre que la oferta de gas natural es superior a la demanda de gas natural, en al menos tres (3) de los cinco (5) años siguientes al momento del análisis, se deberá dar aplicación al mecanismo

de negociación directa establecido en el Artículo 25 de esta Resolución. Cuando el balance muestre lo contrario, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación mediante subasta establecido en el Artículo 27 de esta Resolución.

**Parágrafo.** A más tardar el 13 de septiembre de 2013 la CREG establecerá el mecanismo de comercialización a aplicar por primera vez a partir de la entrada en vigencia de esta Resolución, según lo previsto en este artículo.

**Artículo 25.** Negociación directa durante un período definido. En los casos no previstos en el Artículo 22 de esta Resolución, y si con base en lo dispuesto en el Artículo 24 de esta Resolución se determina que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación directa durante un período definido, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución sólo podrán pactar directamente el suministro de gas natural durante el período que establezca la CREG, el cual será de hasta diez (10) días hábiles. Los contratos que resulten de estas negociaciones deberán suscribirse durante el período de tiempo definido por la CREG.

El cronograma que se menciona en el Artículo 24 de esta Resolución deberá establecer la fecha en que los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución deberán declarar al gestor del mercado la oferta de PTDVF u oferta de CIDVF, según sea el caso. El gestor del mercado hará pública esta información antes del inicio del período de negociación. Las cantidades de energía negociadas durante este período no podrán ser superiores a las declaradas al gestor del mercado.

**Parágrafo.** Hasta tanto el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios, las declaraciones señaladas en este artículo se deberán hacer a la CREG, la cual las publicará mediante circular de la Dirección Ejecutiva.

**Artículo 26.** Contratos objeto de la negociación directa durante un período definido. En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el Artículo 25 de esta Resolución sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados sólo podrán tener duración de uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años. Los contratos deberán tener como fecha de inicio del suministro el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa y como fecha de terminación del suministro el 30 de noviembre del año que corresponda.

**Parágrafo.** Si el análisis que se haga en el año 2013 con base en lo dispuesto en el Artículo 24 de esta Resolución lleva a determinar que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación directa durante un período definido, los contratos ofrecidos bajo cada modalidad contractual tendrán como fecha de inicio del suministro el 1 de enero de 2014.

**Artículo 27.** Negociación mediante subasta. En los casos no previstos en el Artículo 22 de esta Resolución, y si con base en lo dispuesto en el Artículo 24 de esta Resolución se determina que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación mediante subasta, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución sólo podrán negociar el gas natural a través de la subasta que se regirá por el reglamento establecido en el Anexo 5 de esta Resolución.

**Artículo 28.** Contratos objeto de la negociación mediante subasta. La subasta se realizará según lo establecido en el Anexo 5 de esta Resolución. Los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución definirán la cantidad de gas natural que ofrecerán bajo cada modalidad contractual, de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo 5 de esta Resolución. Las ofertas que presenten serán para contratos con duración de uno (1) o cinco (5) años, así:

1. Contratos firmes, de firmeza condicionada y/u opciones de compra de gas para suministro durante el período comprendido entre el 1 de diciembre del primer año para el que se comercializa el gas y el 30 de noviembre del año calendario siguiente; y
2. Contratos firmes, de firmeza condicionada y/u opciones de compra de gas para suministro durante el período comprendido entre el 1 de diciembre del primer año para el que se comercializa el gas y el 30 de noviembre del quinto año calendario siguiente.

Estos contratos se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución.

**Parágrafo.** Si el análisis que se haga en el año 2013 con base en lo dispuesto en el Artículo 24 de esta Resolución lleva a determinar que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación mediante subasta, los contratos ofrecidos bajo cada modalidad contractual tendrán como fecha de inicio del

suministro el 1 de enero de 2014 y tendrán como fecha de terminación el 30 de noviembre de 2014 o el 30 de noviembre de 2018.

**Artículo 29.** Condición de precio. El precio de los contratos de suministro de gas natural negociados mediante los mecanismos de comercialización de que trata el Artículo 21 de esta Resolución estará sujeto a las siguientes condiciones:

1. En el caso de las negociaciones directas a que se hace referencia en el Artículo 22 de esta Resolución el precio será el que acuerden las partes.
2. En el caso de las negociaciones directas a que se hace referencia en el Artículo 25 de esta Resolución el precio será el que acuerden las partes.
3. En el caso de las negociaciones mediante subasta a que se hace referencia en el Artículo 27 de esta Resolución el precio será el de cierre de la subasta para el respectivo producto.

**Parágrafo.** Las partes de los contratos que resulten de las negociaciones a las que se hace referencia en los numerales 2 y 3 de este artículo no podrán acordar modificaciones al precio inicial del contrato ni a las ecuaciones para la actualización de precios señaladas en el Artículo 16 de esta Resolución. Los descuentos se considerarán como una modificación al precio inicial del contrato

## **Capítulo V**

### **Negociación de capacidad de transporte**

**Artículo 30.** Negociación directa. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 19 y 20 de esta Resolución podrán negociar directamente el transporte de gas natural en el mercado primario. Para el caso de los contratos firmes las partes se acogerán a lo previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. La ocurrencia de desvíos dentro de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario no dará lugar al cobro de cargos adicionales por el servicio de transporte. La ocurrencia de desvíos por fuera de los tramos de

gasoductos contratados por el remitente primario dará lugar al cobro de cargos que remuneren el uso de los tramos no contratados, como parte de los ingresos de corto plazo del transportador de que trata la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Los desvíos se deberán ajustar a las condiciones operativas definidas en el RUT.

## **Título IV**

### **Aspectos comerciales del mercado secundario**

#### **Capítulo I**

##### **Modalidades y requisitos mínimos de contratos de suministro y de transporte**

**Artículo 31.** Modalidades de contratos permitidos. En el mercado secundario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato firme o que garantiza firmeza.
2. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
4. Contrato de opción de compra de gas.
5. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
6. Contrato de opción de compra de transporte.
7. Contrato de suministro de contingencia.
8. Contrato de transporte de contingencia.
9. Contrato con interrupciones.

Con excepción de los contratos con interrupciones, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas en los Artículos 11, 12, 14, 15, 32 y 33 de esta Resolución.

**Parágrafo 1.** Los contratos del mercado secundario que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia.

**Parágrafo 2.** Todos los contratos del mercado secundario serán de entrega física.

**Parágrafo 3.** Cada contrato que se suscriba en el mercado secundario sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

**Parágrafo 4.** En las negociaciones de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según corresponda, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador.

**Parágrafo 5.** Con excepción de los contratos con interrupciones, durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del gas natural o de la capacidad contratada.

**Parágrafo 6.** La duración permisible para suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato, sin que se superen las duraciones establecidas en el Artículo 13 de esta Resolución.

**Artículo 32.** Duración de los contratos. Los contratos que se pacten en el mercado secundario sólo podrán tener una de las siguientes duraciones:

1. Intradía: contrato para el suministro o el transporte por un período menor a veinticuatro horas durante el día de gas. Este contrato deberá ser celebrado con sujeción al proceso de renominación vigente.
2. Diario: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día de gas. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del Día D-1, con sujeción al proceso de nominación vigente.

3. Semanal: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 horas del lunes hasta las 24:00 horas del domingo siguiente. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del domingo anterior al lunes en que se inicia la entrega o el transporte, con sujeción al proceso de nominación vigente.

4. Mensual: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 horas del primer día calendario del mes hasta las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del día calendario anterior al primer día calendario del mes en cuestión, con sujeción al proceso de nominación vigente.

5. Trimestral: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 horas del primer día calendario del primer mes del trimestre hasta las

24:00 horas del último día calendario del tercer mes del mismo trimestre. Los trimestres corresponderán a los meses de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del día calendario anterior al primer día calendario del primer mes del respectivo trimestre, con sujeción al proceso de nominación vigente.

6. Anual: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 horas del 1 de diciembre del respectivo año hasta las 24:00 horas del 30 de noviembre del año siguiente. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del 30 de noviembre del año en que se inicia la ejecución del contrato, con sujeción al proceso de nominación vigente.

7. Multianual: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 horas del 1 de diciembre del primer año hasta las 24:00 horas del 30 de noviembre de un año posterior. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del 30 de noviembre del año en que se inicia la ejecución del contrato, con sujeción al proceso de nominación vigente.

**Parágrafo.** Para efectos de la declaración de la información de que trata el numeral 2 del Anexo 2 de esta Resolución los vendedores y los compradores del mercado secundario deberán disponer de la evidencia escrita de los contratos a los que se hace referencia en este artículo.

**Artículo 33.** Puntos estándar de entrega. Los contratos de suministro de gas natural que se pacten en el mercado secundario tendrán alguno de los siguientes puntos estándar de entrega:

1. Punto de entrada al SNT en Ballena.
2. Punto de entrada al SNT en Cusiana.
3. Punto de entrada al SNT en La Creciente.
4. Centro Operacional de Gas en Barrancabermeja.

**Parágrafo 1.** El vendedor deberá entregar el gas en el punto estándar de entrega donde lo ofreció y deberá asumir los costos para transportar el gas hasta ese punto.

**Parágrafo 2.** Lo establecido en este artículo no cobijará a los contratos ofrecidos a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo de que tratan los Artículos 45 y 46 de esta Resolución.

**Parágrafo 3.** La CREG podrá modificar los puntos estándar de entrega cuando lo considere pertinente

## **Capítulo II**

### **Participantes en el mercado secundario**

**Artículo 34.** Vendedores de gas natural. Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán vender gas natural en el mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el título V de la presente Resolución.

**Artículo 35.** Compradores de gas natural. Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el título V de la presente Resolución.

**Artículo 36.** Vendedores de capacidad de transporte. Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán vender capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. Para la venta de capacidad de transporte estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el Artículo 51 de la presente Resolución.

**Artículo 37.** Compradores de capacidad de transporte. Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado secundario. Para la compra de capacidad de transporte estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidas en el capítulo III del título IV y en el Artículo 51 de la presente Resolución

### **Capítulo III**

#### **Comercialización de gas natural y de capacidad de transporte**

**Artículo 38.** Negociaciones directas de gas natural. Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 34 y 35 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones sólo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución. Las partes acordarán libremente el precio del gas natural que se comercialice mediante estas negociaciones directas.

Los mencionados vendedores y compradores, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución, podrán realizar negociaciones de compraventa de gas natural en el mercado secundario de acuerdo con lo señalado en el Artículo 41 de esta Resolución.

**Artículo 39.** Negociaciones directas de capacidad de transporte. Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 36 y 37 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones sólo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente

Resolución. Las partes acordarán libremente el precio de la capacidad de transporte que se comercialice mediante estas negociaciones directas.

Los mencionados vendedores y compradores, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución, podrán realizar negociaciones de compraventa de capacidad de transporte en el mercado secundario de acuerdo con lo señalado en el Artículo 41 de esta Resolución.

**Parágrafo.** Las negociaciones de compraventa de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario y que ocasionen desvíos dentro de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario no darán lugar al cobro de cargos adicionales por el servicio de transporte.

**Artículo 40.** Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo. Con excepción de los usuarios no regulados, los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 35 y 37 de esta Resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución, podrán participar como compradores en los procesos úselo o véndalo detallados en los Artículos 44, 45 y 46 de la presente Resolución.

#### **Capítulo IV Negociaciones a través del BEC**

**Artículo 41.** Negociaciones directas a través de BEC. Como parte del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado pondrá la siguiente información a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución:

1. Ofertas de venta de gas natural. Las ofertas deberán especificar la identidad del oferente, los datos de contacto del mismo, la cantidad ofrecida en MBTUD, la duración del contrato ofrecido, el punto estándar de entrega, los precios de venta en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato ofrecido.

2. Solicitudes de compra de gas natural. Las solicitudes deberán especificar la identidad del solicitante, los datos de contacto del mismo, la cantidad requerida en MBTUD, la duración del contrato solicitado, el punto estándar de entrega, el

precio de compra en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato solicitado.

3. Ofertas de venta de capacidad de transporte. Las ofertas deberán especificar la identidad del oferente, los datos de contacto del mismo, la duración del contrato ofrecido, los tramos de gasoductos que conforman la ruta ofrecida, la capacidad ofrecida en KPCD por cada tramo, el precio de venta en dólares de los Estados Unidos de América por KPC, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato ofrecido.

4. Solicitudes de compra de capacidad de transporte. Las solicitudes deberán especificar la identidad del solicitante, los datos de contacto del mismo, la duración del contrato solicitado, los tramos de gasoducto que conforman la ruta requerida, la capacidad requerida en KPCD por cada tramo, el precio de compra en dólares de los Estados Unidos de América por KPC, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato solicitado.

A partir de esta información, los vendedores y los compradores que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución, realizarán las negociaciones directas de su interés. Será responsabilidad de estos participantes del mercado llevar a cabo cada una de las negociaciones y celebrar los correspondientes contratos, con sujeción a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución.

**Parágrafo.** El gestor del mercado definirá el medio y el formato para la presentación de las ofertas de venta y de las solicitudes de compra a las que se hace referencia en este artículo. El gestor del mercado facilitará la publicación de otra información sobre las ofertas de venta y las solicitudes de compra que los participantes del mercado deseen publicar voluntariamente.

**Artículo 42.** Negociaciones directas a través de otras plataformas. La implementación del BEC no impedirá la negociación a través de otras plataformas de iniciativa particular. No obstante, todos los contratos del mercado secundario deberán ser registrados ante el gestor del mercado de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 2 de esta Resolución.

**Artículo 43.** Registro en el BEC. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 34, 35, 36 y 37 de esta Resolución podrán registrarse en el BEC para tener acceso a información sobre ofertas de venta y solicitudes de compra en el mercado secundario. El registro en el BEC no

conllevará el pago de cargos adicionales y se realizará ante el gestor del mercado, a través del medio electrónico y los formatos que éste defina.

La información que el gestor del mercado solicite a través de los formatos de registro en el BEC por lo menos le deberá permitir identificar si el participante del mercado que desea registrarse corresponde a uno de los vendedores o compradores a los que se hace referencia en los Artículos 34, 35, 36 y 37 de esta Resolución, y si quien adelanta el trámite está facultado para representar a dicho vendedor o comprador.

## **Capítulo V Procesos úselo o véndalo**

**Artículo 44.** Proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte. Los compradores a los que se refiere el Artículo 20 de la presente Resolución, que hayan contratado capacidad de transporte y no dispongan de cantidades de gas suficientes para hacer uso de esa capacidad de transporte, deberán acogerse al siguiente mecanismo para ofrecer su exceso de capacidad de transporte a quienes la requieran para transportar cantidades de gas contratadas a través de los mecanismos de comercialización definidos en el Artículo 21 de la presente Resolución:

1. Determinación de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado determinará la capacidad de transporte excedentaria según se define en el Anexo 6 de esta Resolución.
2. Subastas de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado deberá aplicar el procedimiento de negociación de capacidad excedentaria mediante el mecanismo de subasta que se regirá por el reglamento establecido en el Anexo 6 de esta Resolución.
3. Productos de las subastas. En cada subasta se negociará la capacidad de transporte excedentaria por ruta bajo la modalidad de contrato firme de duración anual. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar.
4. Precio de cierre de las subastas. La capacidad excedentaria que se negocie mediante cada subasta tendrá el precio de cierre de la subasta, el cual estará expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

5. Obligaciones de pago. Los compradores le pagarán a los vendedores el valor que resulte de multiplicar el precio de cierre de la subasta, la capacidad adjudicada y el número de días del período de facturación correspondiente.

6. Coordinación operativa. Los vendedores y los compradores coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.

**Parágrafo 1.** Los compradores del proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte deberán tener los sistemas de medición establecidos en la regulación.

**Parágrafo 2.** Antes de que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios la negociación de la capacidad excedentaria se realizará de acuerdo con el mecanismo de transición establecido en el Anexo 7 de la presente Resolución.

**Artículo 45.** Proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. El gas natural que haya sido contratado y no haya sido nominado para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 35 de esta Resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de la misma. Para la negociación de este gas se seguirá este procedimiento:

1. Declaración de las cantidades disponibles. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1, los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado declararán los titulares de los derechos de suministro del gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes y de contratos de suministro con firmeza condicionada, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas, las respectivas cantidades de gas no nominado y los correspondientes puntos de entrega de dicho gas pactados en los contratos. Se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades que no fueron nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los Artículos 11 y 12 de esta Resolución.

La no declaración de esta información o su declaración inoportuna podrá ser considerada por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

Si en las cantidades declaradas como disponibles se encuentra gas natural contratado por generadores térmicos, estos le deberán informar al gestor del mercado qué cantidad no debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte del gas natural disponible. Si antes de las 16:00 horas el gestor del mercado no recibe esta información, éste entenderá que la totalidad del gas no nominado por el correspondiente generador térmico sí está disponible para este proceso.

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las cantidades de gas disponibles de que trata el numeral anterior será el precio de reserva que declaren los titulares de las cantidades de gas natural disponibles conforme a lo establecido en el numeral 5.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.

3. Publicación de la cantidad disponible. A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1, el gestor del mercado publicará la cantidad total de gas disponible en cada punto de entrega.

4. Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de que trata el Artículo 35 de esta Resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución y que estén interesados en contratar el gas ofrecido en el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, enviarán sus solicitudes de compra al gestor del mercado. Estas solicitudes de compra deberán presentarse de conformidad con lo establecido en el numeral 5.6 del Anexo 8 de la presente Resolución.

5. Subasta de la cantidad disponible. El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de las cantidades disponibles de gas natural, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 5.7 del Anexo 8 de la presente Resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 16:35 y las

17:00 horas del Día D-1 para cada punto de entrega de gas. Habrá tantas subastas como puntos de entrega con gas disponible para subastar. El gas

negociado será entregado en el punto de entrega para el cual se especificó cada una de las subastas.

6. Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1, una vez finalizadas las subastas, el gestor del mercado deberá informar a los vendedores y a los compradores las cantidades asignadas bajo este proceso. El gestor del mercado igualmente informará dichas cantidades a los productores-comercializadores y a los comercializadores de gas importado involucrados en este proceso.

7. Celebración de contratos. El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa de gas natural. Este deberá cumplir las condiciones y los requisitos mínimos de un contrato firme sujeto a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución.

El vendedor podrá supeditar el perfeccionamiento y la ejecución del contrato y, por tanto, la nominación del gas a un acuerdo sobre los mecanismos para el cubrimiento del riesgo de cartera al que él se enfrenta. En todo caso, el vendedor siempre podrá exigir como garantía el mecanismo de prepago y deberá aceptarlo cuando el comprador elija este mecanismo de cubrimiento.

Si el comprador realiza el prepago del gas natural adoptará la condición de comprador de corto plazo y como tal será el titular de los derechos de suministro de gas para el día de gas. En este evento el vendedor estará obligado a nominar el gas negociado o a solicitar la nominación del gas al responsable de la misma, según corresponda.

Para facilitar el funcionamiento del mecanismo de prepago, el gestor del mercado fungirá como depositario del dinero en prepago por medio de un instrumento fiduciario regido por los criterios que defina la CREG en resolución aparte.

8. Programación definitiva del suministro. A más tardar a las 18:50 horas del Día D-1, el responsable de la nominación de gas confirmará al respectivo productor-comercializador y/o comercializador de gas importado la cantidad vendida a través del proceso definido en este artículo, la cual deberá ser igual o inferior a la informada por el gestor del mercado según lo señalado en el numeral 6 de este artículo. Esta cantidad entrará al programa definitivo de suministro de gas que el productor-comercializador y/o el comercializador de gas importado debe elaborar y enviar al responsable de la nominación de gas y al gestor del mercado a más tardar a las 19:50 horas.

A más tardar a las 20:00 horas, el responsable de la nominación de gas enviará al comprador de corto plazo el programa definitivo de suministro elaborado por el productor-comercializador y/o el comercializador de gas importado.

**Parágrafo 1.** El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este artículo.

**Parágrafo 2.** Los días 1 y 15 de cada mes el gestor del mercado ordenará la transferencia del dinero depositado en el instrumento fiduciario a los vendedores correspondientes. En caso de que alguno de estos días no sea un día hábil, la transferencia se hará el siguiente día hábil.

Todas las transferencias del dinero recibido por concepto de prepago deberán incluir los rendimientos financieros que se hayan generado. Al momento de hacer las transferencias se deberán descontar los gastos correspondientes por concepto de administración e impuestos.

**Parágrafo 3.** El comprador de corto plazo será responsable de pagar al vendedor de corto plazo las compensaciones que ocasione por variaciones de salida.

**Parágrafo 4.** Durante el ciclo de nominación los responsables de la nominación de gas no podrán modificar las cantidades de energía nominadas a la hora límite para el recibo de la nominación diaria de suministro, por parte de los productores-comercializadores y de los comercializadores de gas importado, establecida en el RUT. En la confirmación de la cantidad de energía a suministrar, a realizar dentro de la hora límite establecida en el RUT, sólo se podrán aumentar las cantidades nominadas inicialmente en aplicación del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural.

**Parágrafo 5.** La CREG analizará la viabilidad y conveniencia de remplazar los procesos definidos en este artículo y en el Artículo 46 de esta Resolución por un único proceso en el que se permita la compraventa de gas natural y de capacidad de transporte en una misma negociación.

Artículo 46. Proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. La capacidad de transporte de gas natural que haya sido contratada y no haya sido nominada para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 37 de esta Resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de la misma.

Para la negociación de esta capacidad de transporte se seguirá este procedimiento:

1. Declaración de las capacidades disponibles. A más tardar a las 16:50 horas del Día D-1, los transportadores declararán los titulares de las capacidades de transporte de gas natural contratadas, bajo las modalidades de contratos firmes y contratos de transporte con firmeza condicionada, que no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas, las respectivas capacidades no nominadas y las correspondientes rutas disponibles, entendidas como el conjunto de tramos de gasoductos para los cuales no se haya presentado nominación. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 6.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.

En esta declaración no se deberán incluir las capacidades que no fueron nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los Artículos 11 y 12 de esta Resolución.

La no declaración de esta información o su declaración inoportuna podrá ser considerada por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

Si en las capacidades declaradas como disponibles se encuentra capacidad contratada por generadores térmicos, estos le deberán informar al gestor del mercado qué capacidad no debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. La capacidad informada por los generadores no será considerada parte de la capacidad disponible. Si antes de las 16:55 horas el gestor del mercado no recibe esta información, éste entenderá que la totalidad de la capacidad no nominada por el correspondiente generador térmico sí está disponible para este proceso.

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las capacidades disponibles de que trata el numeral anterior será el precio de reserva que declaren los titulares de las capacidades disponibles conforme a lo establecido en el numeral 6.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.

3. Publicación de la capacidad disponible. A más tardar a las 17:05 horas del Día D-1 el gestor del mercado publicará la capacidad total disponible en cada ruta.

4. Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar a las 17:30 horas del Día D-1, los compradores de que trata el Artículo 37 de esta Resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución y que estén interesados en contratar la capacidad ofrecida en el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte, enviarán sus solicitudes de compra al gestor del mercado. Estas solicitudes de compra deberán presentarse de conformidad con lo establecido en el numeral 6.6 del Anexo 8 de la presente Resolución.

5. Subasta de la capacidad disponible. El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de las capacidades disponibles, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 6.7 del Anexo 8 de la presente Resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 17:30 y las 17:55 horas del Día D-1 para cada ruta. Habrá tantas subastas como rutas con capacidad disponible para subastar.

6. Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 17:55 horas del Día D-1, una vez finalizadas las subastas, el gestor del mercado deberá informar a los vendedores y a los compradores las capacidades asignadas bajo este proceso. El gestor del mercado igualmente informará dichas capacidades a los transportadores involucrados en este proceso.

7. Celebración de contratos. El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa de capacidad de transporte. Este deberá cumplir las condiciones y los requisitos mínimos de un contrato firme sujeto a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución.

El vendedor podrá supeditar el perfeccionamiento y la ejecución del contrato y, por tanto, la nominación de la capacidad a un acuerdo sobre los mecanismos para el cubrimiento del riesgo de cartera al que él se enfrenta. En todo caso, el vendedor siempre podrá exigir como garantía el mecanismo de prepago y deberá aceptarlo cuando el comprador elija este mecanismo de cubrimiento.

Si el comprador realiza el prepago de la capacidad adoptará la condición de remitente de corto plazo y como tal será el titular de la capacidad contratada para el día de gas. En este evento el vendedor estará obligado a nominar la capacidad

negociada o solicitarla al responsable de la nominación de transporte, según corresponda.

Para facilitar el funcionamiento del mecanismo de prepago, el gestor del mercado fungirá como depositario del dinero en prepago por medio de un instrumento fiduciario regido por los criterios que defina la CREG en resolución aparte.

8. Programación definitiva del transporte. A más tardar a las 18:50 horas del Día D-1, el responsable de la nominación de transporte confirmará al respectivo transportador la capacidad vendida a través del proceso definido en este artículo, la cual deberá ser igual o inferior a la informada por el gestor del mercado según lo señalado en el numeral 6 de este artículo. Esta capacidad entrará al programa definitivo de transporte de gas que el transportador debe elaborar y enviar al responsable de la nominación de transporte y al gestor del mercado a más tardar a las 20:20 horas.

A más tardar a las 20:30 horas, el responsable de la nominación de transporte enviará al remitente de corto plazo el programa definitivo de transporte elaborado por el transportador.

**Parágrafo 1.** El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este artículo.

**Parágrafo 2.** Los días 1 y 15 de cada mes el gestor del mercado ordenará la transferencia del dinero depositado en el instrumento fiduciario a los vendedores. En caso de que alguno de estos días no sea un día hábil, la transferencia se hará el siguiente día hábil.

Todas las transferencias del dinero recibido por concepto de prepago deberán incluir los rendimientos financieros que se hayan generado. Al momento de hacer las transferencias se deberán descontar los gastos correspondientes por concepto de administración e impuestos.

**Parágrafo 3.** El remitente de corto plazo será responsable de pagar al vendedor de corto plazo las compensaciones que ocasione por variaciones de salida.

**Parágrafo 4.** Durante el ciclo de nominación los responsables de la nominación de transporte no podrán modificar las cantidades de energía nominadas a la hora límite para el recibo de la nominación diaria de transporte, por parte de los transportadores, establecida en el RUT. En la confirmación de la cantidad de energía a transportar, a realizar dentro de la hora límite establecida en el RUT,

sólo se podrán aumentar las cantidades nominadas inicialmente en aplicación del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte.

**Parágrafo 5.** La CREG analizará la viabilidad y conveniencia de reemplazar los procesos definidos en este artículo y en el Artículo 45 de esta Resolución por un único proceso en el que se permita la compraventa de gas natural y capacidad de transporte en una misma negociación

## **Capítulo VI Promotor de mercado**

**Artículo 47.** Promotor de mercado. La CREG podrá seleccionar mediante Resolución a uno o varios participantes del mercado para que adopten el rol de promotor de mercado. Con el fin de estimular la liquidez del mercado secundario, cada promotor de mercado ofrecerá gas natural mediante contratos firmes y simultáneamente presentará solicitudes de compra de gas natural a través de la misma modalidad contractual.

**Artículo 48.** Servicios del promotor de mercado. En caso de que la CREG decida adoptar la figura del promotor de mercado éste prestará los siguientes servicios:

1. A través del BEC, el promotor de mercado expresará permanentemente su disposición a vender y a comprar una cantidad fija de gas natural bajo la modalidad de contrato firme, para el siguiente día de gas. El promotor de mercado publicará la cantidad de gas ofrecida para la venta y su correspondiente precio, y simultáneamente presentará solicitudes de compra de gas a un precio más bajo.

La cantidad fija a negociar será definida por la CREG. El spread entre el precio de venta y el precio de compra estará sujeto a un tope máximo regulado por la CREG.

2. Si uno de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 35 de esta Resolución, que esté registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de la misma, acepta parcial o totalmente la oferta del promotor de mercado, éste publicará una nueva oferta en el BEC, de forma que mantenga su disposición a vender. Así mismo, si uno de los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 34 de esta Resolución, que esté registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 43 de la misma, le presenta una oferta al promotor de mercado, éste la aceptará e inmediatamente publicará en el BEC una nueva solicitud de compra, de forma que mantenga su disposición a comprar.

3. Con el fin de que el promotor de mercado pueda gestionar sus necesidades de suministro, la CREG establecerá un límite diario de la cantidad neta a negociar, de forma que la cantidad vendida menos la comprada no supere dicho límite.

4. El promotor de mercado sólo podrá condicionar la aceptación de una solicitud de compra o de una oferta, a los límites de cantidades y precios a los que se refieren los numerales 1 y 3 de este artículo.

**Artículo 49.** Selección del promotor de mercado. En caso de que la CREG decida adoptar la figura de promotor de mercado la CREG establecerá, en resolución aparte, los procedimientos que seguirá para su selección y los incentivos que tendrá el promotor para prestar estos servicios.

## **Título V**

### **Negociación de contratos con interrupciones**

**Artículo 50.** Negociación de contratos de suministro con interrupciones.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17, 34, 18 y 35 de esta Resolución sólo podrán negociar la compraventa de gas natural mediante la modalidad de contratos con interrupciones a través de subastas mensuales. Estas subastas se realizarán el penúltimo día hábil de cada mes para cada campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, y se regirán por el reglamento establecido en el Anexo 9 de esta Resolución.

**Parágrafo 1.** De manera transitoria, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17, 34, 18 y 35 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de gas natural mediante la modalidad de contratos con interrupciones con una vigencia no mayor al 31 de julio de 2014.

**Parágrafo 2.** De conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución podrán negociar directamente el suministro del gas natural que provenga de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales mediante la modalidad de contratos con interrupciones, sin sujetarse a lo dispuesto en el Anexo 9 de esta Resolución.

**Parágrafo 3.** Los comercializadores de gas natural importado podrán negociar directamente con los generadores térmicos el suministro del gas natural, con destino a la atención de la demanda del sector térmico, mediante la modalidad de contratos con interrupciones. Estos contratos tendrán duración mensual. Solamente en este caso los comercializadores de gas natural importado no estarán obligados a dar aplicación a lo dispuesto en el Anexo 9 de esta Resolución.

**Artículo 51.** Negociación de contratos de transporte con interrupciones.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 19, 36, 20 y 37 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte mediante la modalidad de contratos con interrupciones. Estos contratos no podrán contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas.

**Artículo 52.** Contratos con interrupciones. Los contratos de suministro con interrupciones y los contratos de transporte con interrupciones que resulten de aplicar los mecanismos de comercialización establecidos en los Artículos 50 y 51 de esta Resolución deberán tener duración mensual, con vigencia desde las 00:00 horas del primer día calendario del mes hasta las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes.

**Parágrafo.** De esta medida se exceptúan los contratos de suministro con interrupciones del gas natural que provenga de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales.

## **Título VI Aspectos operativos**

**Artículo 53.** Consideraciones operativas que afectan el proceso úselo o véndalo de corto plazo.

1. En relación con las renominaciones de suministro durante el día de gas se seguirán las siguientes reglas, además de aquellas establecidas en el RUT:

a) Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado sólo podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. Como excepción podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este artículo.

b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de gas. En este caso los responsables de la nominación de gas deberán solicitar la renominación e informar a los productores-comercializadores o a los comercializadores de gas importado que la renominación la hacen a nombre del comprador de corto plazo.

2. En relación con las renominaciones de transporte durante el día de gas se seguirán las siguientes reglas, además de aquellas establecidas en el RUT:

a) Los transportadores sólo podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. Como excepción podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este artículo.

b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de transporte. En este caso los responsables de la nominación de transporte deberán solicitar la renominación e informar a los transportadores que la renominación la hacen a nombre del remitente de corto plazo.

**Artículo 54.** Variaciones de salida. Cuando por causas imputables al remitente se presenten variaciones de salida que superen el 5% de la energía autorizada por el transportador, el remitente deberá pagar la siguiente compensación, según sea el caso.

1. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es inferior a la cantidad de energía autorizada, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 5 del Anexo 3 de esta Resolución.

2. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución.

**Parágrafo 1.** Cuando por causas imputables al remitente se presente una variación de salida que supere el 5% de la energía autorizada por el transportador y dicha variación obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, procederá el cobro de la compensación señalada en el numeral 2 de este artículo. En este caso también procederá la aplicación de lo pactado por el remitente y el transportador, en el acuerdo de balance, para equilibrar desbalances.

**Parágrafo 2.** Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser liquidadas mensualmente, por parte del beneficiario, y facturadas con la misma periodicidad de la facturación del servicio.

**Parágrafo 3.** Dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución el CNOG propondrá a la CREG la metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida. El cobro de la componente a la que se hace referencia en los numerales 5 y 6 del Anexo 3 de esta Resolución, sólo procederá cuando la CREG adopte la metodología mencionada.

**Parágrafo 4.** Lo establecido en este artículo empezará a regir el 30 de noviembre de 2014. Hasta ese momento se dará aplicación a lo pactado por los remitentes y los transportadores sobre la materia.

**Parágrafo 5.** Cuando en un punto de salida la medición de cantidades es común a varios remitentes dentro de un sistema de distribución, el distribuidor será el responsable ante el transportador por la variación de salida. En resolución aparte se determinará la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones.

## **Título VI Modificaciones y derogatorias**

**Artículo 55.** Modificaciones. La presente Resolución modifica:

1. Los numerales 4.4, 4.5.1, 4.5.1.3, 4.5.2, 4.5.2.2, 4.6.4 y 4.6.5 del RUT.

2. El primer inciso del numeral 2.2.3 del RUT.
3. El cuarto inciso del artículo 5 de la Resolución CREG 057 de 1996.

**Artículo 56.** Derogatorias. La presente Resolución deroga todas las disposiciones que le sean contrarias. En especial, las siguientes:

1. Resolución CREG 170 de 2011.
2. Resolución CREG 118 de 2011.
3. El artículo 6 de la Resolución CREG 079 de 2011.
4. Los párrafos 1 y 2 del artículo 28 de la Resolución CREG 126 de 2010.
5. El artículo 3 de la Resolución 147 de 2009.
6. El artículo 1 de la Resolución CREG 045 de 2009.
7. Los artículos 1 a 19 y 21 a 25 de la Resolución CREG 095 de 2008.
8. Los artículos 1 a 6 de la Resolución 070 de 2006.
9. El numeral 1 del Artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2006.
10. Los artículos 1, 2 y 5 a 9 de la Resolución CREG 023 de 2000.
11. La definición de mercado secundario del artículo 1 de la Resolución 017 de 2000.
12. Las siguientes definiciones del numeral 1.1 del RUT: capacidad disponible primaria, capacidad disponible secundaria, capacidad firme, capacidad interrumpible, capacidad liberada, comercialización de gas combustible, comercializador, liberación de capacidad, mercado secundario, remitente, remitente remplazante y variación de salida.
13. El párrafo del numeral 2.2.2 y los numerales 2.5 y 4.7.1 del RUT.
14. Los dos (2) últimos incisos del numeral 2.2.3 del RUT.
15. La definición de productor-comercializador del artículo 1 de la Resolución CREG 023 de 2000.

16. Las siguientes definiciones del artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 1998: comercialización y comercializador.

17. Las siguientes definiciones del artículo 1 de la Resolución CREG 057 de 1996: comercialización de gas combustible, comercializador, mercado mayorista, prima de disponibilidad, venta de gas natural por parte de productores y centro de despacho de gas.

18. Los artículos 10, 12, 22, 33, 76 y 77 de la Resolución CREG 057 de 1996.

19. Las demás disposiciones que le sean contrarias.

**Artículo 57.** Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

## **PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C. a los

**FEDERICO RENGIFO VÉLEZ**

Ministro de Minas y Energía

Presidente

**GERMÁN CASTRO FERREIRA**

Director Ejecutivo