



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

# **ASPECTOS COMERCIALES DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL**

**DOCUMENTO CREG-062**  
8 de octubre de 2012

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y  
GAS**

## ASPECTOS COMERCIALES DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

### 1. INTRODUCCIÓN

En Colombia, los acuerdos comerciales de suministro y transporte de gas natural tradicionalmente han surgido de negociaciones bilaterales entre los agentes que ofrecen dichos servicios y aquellos que los demandan.

Esto es, los contratos celebrados en el mercado primario generalmente han resultado de la interacción entre los productores-comercializadores y los consumidores o quienes los representan. Esta situación se ha dado incluso durante los últimos años, en los que se han implementado reformas normativas que han promovido el uso de subastas como mecanismo de comercialización del gas natural. En el caso del transporte, los contratos del mercado primario han sido fruto de las negociaciones entre los transportadores y los remitentes. Desde el punto de vista operativo, las actividades de suministro y transporte se desarrollan de manera descentralizada. Es decir, cada productor-comercializador y cada transportador realiza sus despachos o entregas de acuerdo con sus compromisos contractuales y cada agente publica parte de la información que produce.

Por su parte, el funcionamiento del mercado secundario de suministro y de transporte de gas natural se basa en las gestiones que realizan los agentes que cuentan con excedentes y aquellos que tienen desbalances en sus compras o simplemente necesidades para el corto plazo. Este mercado opera de manera bilateral, sin plataforma de información centralizada y sin mecanismos de divulgación de precios. Tampoco hay divulgación de información sobre las cantidades transadas en este mercado.

Bajo estas condiciones comerciales y operativas, el mercado colombiano de gas natural ha experimentado un gran crecimiento durante las últimas dos décadas. Sin embargo, se trata de un mercado concentrado del lado de la oferta, poco líquido y con limitado acceso a información operativa y transaccional. Además, los participantes en el mercado han sido insistentes en plantear la existencia de dificultades de coordinación en la contratación del suministro y del transporte, situación derivada de la desintegración vertical de la cadena. Lo anterior ha evidenciado la necesidad de adoptar reformas regulatorias.

En efecto, de acuerdo con el artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, tiene entre otras la función de 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. Asimismo, de conformidad con lo dispuesto en dicho artículo, es función de la CREG establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

Bajo este marco se plantea definir los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural que complementen las medidas adoptadas hasta el momento tendientes a

asegurar la oferta eficiente de gas natural. Estos aspectos involucran el desarrollo de estándares mínimos a ser considerados en los contratos de suministro y de transporte, el establecimiento de nuevos mecanismos para la asignación eficiente de gas en el mercado primario, y el fortalecimiento del mercado secundario de suministro y de transporte de gas natural.

Así, la propuesta regulatoria contenida en el borrador de resolución que acompaña el presente documento está encaminada a:

- i) Establecer requisitos mínimos para los contratos de suministro y transporte de gas natural. Como se explicará, esta propuesta nace de la necesidad manifiesta de promover la competencia en el mercado de gas natural en Colombia y evitar un eventual abuso de la posición dominante de los diferentes agentes que participan en el mercado. Dicha necesidad no sólo ha sido expresada en reiteradas ocasiones por parte de los mismos agentes, sino detectada por la CREG en sus análisis.
- ii) Definir nuevos mecanismos a ser utilizados para la comercialización de gas natural en el mercado primario. Teniendo en cuenta los argumentos de quienes representan la oferta y la demanda de este hidrocarburo, así como los análisis internos de la Comisión, la propuesta regulatoria considera la combinación de negociaciones bilaterales y subastas como mecanismo idóneo para la asignación eficiente del gas natural y la formación de precios eficientes de este energético.
- iii) Adoptar medidas que fortalezcan los mercados secundario y de corto plazo de suministro y de transporte de gas natural. Con la propuesta se busca disponer de mercados más transparentes y organizados, de tal forma que quienes participen allí puedan obtener los beneficios propios de un mercado competitivo.

En este documento se resumen entonces los análisis realizados por la CREG y se presenta una propuesta regulatoria que contempla aspectos comerciales que harán parte del reglamento de operación del Mercado Mayorista de gas natural en Colombia de que trata el literal c del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994<sup>1</sup>.

## 2. ANTECEDENTES

A continuación se presenta una síntesis de los aspectos comerciales del mercado de gas natural en Colombia que son objeto de evaluación, se exponen los antecedentes regulatorios más relevantes sobre la materia, y se resumen los resultados de estudios y análisis realizados tendientes a adoptar medidas regulatorias que contribuyan a mejorar el funcionamiento del mercado y resolver las dificultades observadas. Para mayor claridad, lo anterior se expondrá según los siguientes temas, y en este orden: i) contratos; ii)

---

<sup>1</sup> En la Resolución CREG 057 de 1996 hasta ahora se ha definido el mercado mayorista de gas natural como el "conjunto de transacciones de precios y cantidades, que utilizan sistemas de intercambio de información entre productores, comercializadores, distribuidores y grandes consumidores, todos ellos usuarios del sistema nacional de transporte. Estos intercambios se sujetan a las regulaciones que definan la Comisión, código de transporte o las normas suplementarias de éste, código de distribución y demás normas aplicables".

mercado primario; y iii) mercados secundario y de corto plazo. Sobre esta base se procederá a plantear la propuesta regulatoria soportada con este documento.

## **2.1 Contratos transados en el mercado primario**

Desde el punto de vista contractual se identifica que la heterogeneidad en los contratos transados, tanto en suministro como en transporte, es un aspecto que resta liquidez al mercado de gas en Colombia. Según pasa a exponerse, la necesidad de homogeneizar los requisitos mínimos de los contratos de suministro y transporte de gas natural ha sido detectada desde hace ya varios años, y se ha tratado de abordar de distintas maneras.

A continuación se hace un recuento de algunas disposiciones regulatorias que la CREG ha adoptado sobre la materia, y se presenta la manera como las consideraciones de la CREG sobre este asunto han quedado consignadas en los documentos técnicos expedidos por esta entidad y conocidos por los agentes. Asimismo, se presenta un resumen de los estudios realizados recientemente por la CREG en relación con este tema y se analiza la experiencia internacional, especialmente de mercados desarrollados como los de Estados Unidos y Europa, de tal manera que se tenga un contexto más amplio para el análisis.

Se hará referencia a la consultoría contratada por la CREG con el Dr. Paul Milgrom, quien contó con el apoyo de Robert Broxson y Gustavo Suárez. Como es del conocimiento de los agentes, dicha consultoría revisó un espectro amplio de contratos de suministro y de transporte de gas natural suscritos por agentes en Colombia y, a partir de allí y de la experiencia internacional documentada en sus reportes, propuso la estandarización de algunas cláusulas de los mencionados contratos, como se expondrá más adelante.

La consultoría mencionada se llevó a cabo durante los meses de diciembre de 2010 a octubre de 2011. En el desarrollo de la misma se llevaron a cabo talleres y videoconferencias con los agentes del sector e interesados, y el 25 de octubre de 2011 se presentó el informe final cuyas principales conclusiones y recomendaciones son analizadas y recogidas en este documento.

### **2.1.1. Disposiciones Regulatorias**

#### **2.1.1.1 Documentos de la CREG**

##### **a) Documento CREG 109 de 2001 – “Comercialización de Gas Natural”**

En este documento se analizaron aspectos relacionados con la comercialización de gas natural, con énfasis en la concentración de la producción y en el poder de mercado de los productores-comercializadores. Dicho análisis consideró el estudio de los contratos suscritos entre los productores-comercializadores y los agentes compradores. El documento incorporó un marco conceptual para la contratación de gas (Anexo 2 del documento).

Según el documento, *“para realizar este diagnóstico se consideran todos los contratos de suministro de gas vigentes a Julio 31 de 2001, entre Productores-Comercializadores y los*

*diferentes usuarios (Distribuidores y grandes consumidores). Cabe anotar que los contratos fueron suministrados directamente por los agentes a solicitud de la Comisión".*

En el análisis consignado en el Documento se hace evidente la heterogeneidad de los contratos de suministro de gas natural, en cuanto al plazo, precio y condiciones especiales de los mismos. Allí se concluye lo siguiente:

(...)

Con respecto al diagnóstico y análisis de los contratos se observan los siguientes resultados:

(...)

b) La duración de contratos de suministro para usuarios térmicos es de 15 años frente a 5 años para usuarios no térmicos.

c) Alrededor de 90% de los contratos son del tipo "Take or Pay" -TOP- con cláusula de compensación "Make Up Gas". Dentro de los usuarios térmicos se tienen TOP 70%, 20% y 30%; para usuarios no térmicos el TOP es de 70%.

d) Se tiene una alta concentración del mercado en cabeza de ECOPETROL.

e) Se identificaron dos tipos de cláusulas consideradas restrictivas a la competencia ya que favorecen el trato discriminatorio. La primera es la cláusula POC cuando es ejercida por el comprador, y la segunda la cláusula preferencial relacionado con la reventa exclusiva al productor y uso exclusivo para generación térmica y distribución de gas.

(...)

g) Las tarifas pactadas en los contratos TOP conllevan a que el precio promedio equivalente durante el período sea superior al precio máximo regulado."

El Anexo 2 mencionado se denomina "*Comercialización de Gas Natural y Contratación Gasífera*". Allí se dejaron consignadas las definiciones más comunes contenidas en los contratos de suministro. Dichas cláusulas están estrictamente ligadas a la propuesta regulatoria de que trata el presente documento:

(...)

Una de las variables más importantes en el diseño de los contratos es el TOP ya que con ella se asegura el flujo de caja al contrato. No existe una relación estándar para establecer el porcentaje de TOP pues ello depende de variables propias del negocio tales como riesgos, el ambiente regulatorio, objetivos de las partes, etc. Además, se pueden presentar ajustes en los porcentajes dependiendo de la evolución en las variables del negocio. Hubbard y Weiner (1986) muestran cómo cambiaron los porcentajes de TOP en los contratos de suministro en US a finales de 1970 y comienzos 1980 como consecuencia de la desregulación de precios.

En los contratos de suministro de gas se incluyen algunos términos, como el TOP, que es necesario definir. A continuación se anotan los términos más comunes con su respectiva definición tomada de Mercado Energéticos (1998) y de los contratos vigentes en Colombia.

**Cantidad de Gas en Firme (CGF):** Es la cantidad máxima de gas, diaria, mensual o anual

que el vendedor garantiza suministrar a el comprador.

**Cantidad de Gas Interrumpible (CGI):** Es la cantidad que excede la CGF solicitada por el comprador y que el vendedor la puede suministrar siempre y cuando la tenga disponible.

**Take or Pay (TOP):** Se refiere a las obligaciones diarias, mensuales o anuales del comprador de tomar o pagar el gas, generalmente como un porcentaje de CGF, hasta completar la cantidad mínima comprometida para dicho lapso.

(...)

**Make Up Gas (MUG):** Esta figura tiene por finalidad establecer un período posterior al pago de las sumas adeudadas por aplicación del TOP, en el cual el comprador puede recuperar el gas pagado y no tomado. Lo anterior permite que el comprador recupere las posibles pérdidas que le haya ocasionado el TOP.

**Carry Forward (CF):** Esta figura tiene por finalidad establecer un método de compensación en el cual se contabilizan los volúmenes tomados en exceso o defecto de los volúmenes del TOP, durante un período previamente pactado.”

#### **b) Documento CREG 057 de 2005 – “Análisis del Mercado de Gas Natural y Régimen de Regulación de Precios de Suministro”**

El documento hizo un profundo análisis del mercado de gas natural en Colombia para 2005. Desarrolló los antecedentes desde el año 1995, con un recuento de las propuestas que en la época hizo la Comisión y su realización e implementación. Asimismo, caracterizó las condiciones del suministro y del transporte de gas, tanto de su oferta como de su demanda, sectorizando esta última y analizando su elasticidad, entre otras cosas.

En materia de contratos, allí quedó consignado un importante análisis que resulta relevante para la materia del presente Documento:

#### **“3.3. Contratación de Suministro**

El análisis de la contratación de suministro reviste importancia por su incidencia en aspectos tan importantes para un mercado competitivo como la liquidez, la seguridad en el suministro y la homogeneidad del producto, entre otros. En esta sección se presenta el análisis de las condiciones de contratación de suministro en el mercado colombiano desde el punto de vista del tipo, plazos, modalidad del servicio, tipo de usuario, volúmenes contratados, entre otros<sup>2</sup>.

(...)

#### **Modalidades Contractuales**

En general, en el mercado colombiano se observa que la mayoría de los contratos corresponden a modalidades del tipo “pague lo contratado” (Take or Pay) y de ellos el 55%

---

<sup>2</sup> El análisis se basa en la información de contratos reportada por los productores-comercializadores a la CREG vigentes a 30 de abril de 2005.

son contratos en firme, y el 45% restante se distribuye entre interrumpibles y ocasionales<sup>3</sup> (...).

Si bien esto podría indicar que la variedad de productos existente en el mercado es reducida y por lo tanto de fácil transabilidad, al analizar las condiciones de suministro contenidas en ellos se concluye que el número de productos diferenciados es casi equivalente al número de contratos (...).

Como se mencionó anteriormente, la homogeneidad del producto es una cualidad relevante para la existencia de competencia en un mercado. Difícilmente productos con características distintas podrán ofrecerse a un mismo precio. Si bien para el usuario es benéfico contar con diversidad de productos en el mercado con el fin de obtener un bien que se ajuste a sus necesidades de consumo, cuando dicha diversidad no es producto de un bien distinto esto conduce a una discriminación de precios que puede llevar, en el caso más extremo, a la total apropiación por parte del productor del excedente del consumidor.

(...)

La situación descrita hace recomendable **desarrollar nuevos productos procurando la estandarización de los mismos, introduciendo la flexibilidad necesaria pero sin comprometer la homogeneidad del producto**" (subrayas y negrillas fuera de texto)

### c) Documento CREG 040 de 2006

En este documento la CREG analizó las modalidades de contratación de suministro de gas natural vigentes para ese momento, soportando la propuesta regulatoria orientada a la introducción de una nueva modalidad contractual, la Opción de Compra de Gas u OCG.

En dicho documento se hizo un recuento de la regulación de las condiciones contractuales de suministro de gas desde 1996, el diagnóstico de la misma y el análisis de la asignación de riesgos implícita en cada uno de los contratos. En el capítulo 5 del documento se precisó, desde el punto de vista jurídico, la regulación de contratos en los siguientes términos:

"Es relevante revisar, desde el punto de vista jurídico, el concepto de la libertad contractual que tienen los agentes prestadores de los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias, con el fin de determinar el alcance de la competencia que tiene la CREG para diseñar regulaciones relacionadas con los esquemas contractuales. Al respecto se hace referencia al análisis jurídico contenido en el Anexo del Documento CREG 031 de 2005 (Sistema Electrónico de Contratos normalizador de Largo Plazo – SEC).

De este análisis se puede concluir que si bien en el ordenamiento legal colombiano se predica la libertad contractual, se debe tener presente que el alcance de dicha autonomía se limita a aquellos aspectos que no están definidos, para el caso de los servicios públicos y sus actividades complementarias en la regulación vigente, la cual como es conocido es de carácter público.

Así las cosas, un contrato regula las relaciones entre dos agentes en los términos que entre ellas acuerden, sin embargo, en todo caso debe enmarcarse dentro de lo que establece la

---

<sup>3</sup> Contratación ocasional es la cantidad que puede ser entregada a entera discreción por el vendedor sujeta a la disponibilidad de gas que éste tenga (ECOPETROL).

regulación. Como se puede ver, la competencia de la CREG en cuanto a la actividad contractual comprende la definición de las condiciones mínimas que deben ser consideradas por los agentes al momento de diseñar sus contratos.

Lo anterior exclusivamente se refiere a las condiciones generales que determinan la relación entre dos agentes, y en ningún momento se refiere a la forma en que dichos agentes decidan materializar los acuerdos comerciales. Así mismo, en los demás aspectos que no sean considerados de manera explícita por la regulación, continúa vigente el principio de la libertad contractual.

En suma, las propuestas regulatorias que se desarrollan en este documento y en la resolución respectiva, comprenden la definición de las condiciones mínimas que deben tener en cuenta los agentes para definir sus contratos con base en las competencias y funciones que la Ley le ha delegado a la CREG para el desarrollo de la regulación.”

### 2.1.1.2 Resoluciones de la CREG

Se debe hacer especial mención de la Resolución CREG 095 de 2008 y de sus antecedentes, esto es, la Resolución CREG 088 de 2008 y los Documentos CREG 065 y 069 del mismo año.

En efecto, la Resolución CREG 088 de 2008<sup>4</sup>, resolución de consulta previa a la decisión contenida en la Resolución CREG 095 mencionada, determinaba en su artículo 26 que *“el Consejo Nacional de Operación de Gas en un plazo de dos (2) meses propondrá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas un contrato estándar de suministro de gas en firme, que podría acoger la CREG como producto en las Subastas”*.

En el Documento 065 de 2008, soporte de la resolución citada, quedó consignado la finalidad de la medida diciendo que *“con el objeto de propiciar un mejor funcionamiento de la subasta se proponen los siguientes elementos adicionales: (...) iii) la industria propondrá un contrato estándar a la Comisión en un plazo de 2 meses”*.

En respuesta a las reacciones que generó el artículo 26 de la Resolución CREG 088, la CREG respondió lo siguiente, como se lee en el Documento CREG 069 de 2008:

“La propuesta de tener un contrato estándar para el suministro de gas en firme tiene como objeto promover la liquidez en el mercado, en complemento con las subastas que se realizarían en forma anual. Al realizar de manera simultánea las subastas del gas disponible, es de utilidad para el mercado que el producto sea comparable lo cual se liga con un contrato estándar. Cuando se subastan productos iguales, los compradores pueden comparar los diferentes precios y tomar las respectivas decisiones de participación y estrategias de oferta en cada proceso. Adicionalmente, al tener un solo (sic) producto (contrato) se incrementa la liquidez del mismo, lo cual redundará a favor de la eficiencia de las subastas.

(...)

---

<sup>4</sup> “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el Decreto 2687 de 2008 y se modifican, derogan y complementan disposiciones de las Resoluciones CREG 057 de 1996, CREG 023 de 2000, CREG 070, 093 y 114 de 2006, para la comercialización y la contratación de suministro de gas natural.”



Se propone que las condiciones estándar de suministro en firme de gas natural para ser utilizado en las subastas sea definido en el CNO-Gas, toda vez que allí se encuentran representantes de los diferentes actores de la industria del gas natural”.

De acuerdo con lo anterior, la Resolución CREG 095 de 2008 estableció en su artículo 25 lo siguiente:

**ARTÍCULO 25. CONTENIDO MÍNIMO DE LOS CONTRATOS DE EN FIRME** El Consejo Nacional de Operación de Gas-CNO en un plazo de tres (3) meses contabilizados a partir de la expedición de la presente Resolución propondrá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas el contenido mínimo que deben tener los contratos que regulen el suministro de gas en firme. Vencido este plazo si el CNO - GAS no cumple con lo ordenado por este Artículo, la CREG podrá definir el contenido contractual sin considerar propuestas extemporáneas.”

Allí, entonces, se le dio oportunidad a los agentes del mercado de suministro y transporte de gas natural, reunidos en el Consejo Nacional de Operación de Gas, para que determinaran los requisitos mínimos de los contratos. Se consideró que dicho órgano era el escenario natural para que se analizaran propuestas de los agentes y se concretaran en una propuesta que buscara la homogeneización de los contratos de suministro de gas.

Es importante tener en cuenta que el CNO-Gas, creado por la Ley 401 de 1997, está conformado por un representante del Ministerio de Minas y Energía, cuatro representantes de las compañías productoras, cuatro representantes de los remitentes, dos de los cuales son representantes del sector termoeléctrico, entre otros.

Al respecto, en efecto, se pronunció dicho Consejo mediante comunicación radicada en la CREG el 10 de diciembre de 2008 bajo el número E-2008-010982. Allí se indicó el procedimiento que se había seguido dentro del CNO-Gas para definir la propuesta que se anexó y que dice lo siguiente:

**“CONTENIDO MÍNIMO DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE GAS EN FIRME**

En el presente documento se establece el contenido mínimo de los contratos de suministro de gas en firme, el cual será desarrollado en el orden y las cláusulas particulares que las Partes acuerden.

**Encabezado:** En esta cláusula se especifican el número de contrato, el nombre de EL COMPRADOR y el nombre de EL VENDEDOR que celebrarán el contrato.

**Considerandos:** Son cada una de las razones esenciales que motivan, preceden y sirven de apoyo jurídico, operativo o técnico, para la suscripción de un contrato.

**Definiciones:** Son todos los términos que se tendrán en cuenta para el desarrollo del contrato, los cuales tendrán el significado establecido por las Partes y por la regulación vigente.

**Objeto:** Se establece que EL VENDEDOR se compromete a entregar el gas natural bajo la modalidad en Firme en las cantidades de energía pactadas y EL COMPRADOR se obliga a recibir y pagar, o pagar estas cantidades de energía en los términos del contrato.

**Modalidad:** Definir el tipo de modalidad contractual.

**Mercado destino por sector de consumo de EL COMPRADOR:** Es el mercado atendido por EL COMPRADOR con el gas adquirido, objeto del contrato, diferenciado por sectores de consumo.

**Obligaciones y Derechos de EL VENDEDOR:** Son todas las obligaciones y derechos relacionados con el contrato, que adquiere EL VENDEDOR en el momento de suscribir el mismo, enmarcados en la regulación vigente.

**Cantidades de suministro:** Son las cantidades de energía que EL VENDEDOR se compromete a entregar diariamente a EL COMPRADOR durante el plazo de ejecución del contrato expresadas, en MBTU/Día.

**Obligaciones y Derechos de EL COMPRADOR:** Son todas las obligaciones y derechos relacionados con el contrato, que adquiere EL COMPRADOR en el momento de suscribir el mismo, enmarcados en la regulación vigente.

**Condiciones de "Take or Pay" (ToP) (si aplica):** Son las condiciones relacionadas con la obligación que adquiere EL COMPRADOR de recibir y pagar, o pagar las cantidades de energía mínimas pactadas. EL VENDEDOR deberá ofrecer varias alternativas de porcentaje mínimo de compra que reflejen diferencias significativas entre ellas.

**Mecanismo de compensación de gas pagado y no tomado:** Incluye las condiciones bajo las cuales EL COMPRADOR tomará las cantidades de energía que le permitan compensar el gas pagado y no tomado (Cantidades Deficientes de EL COMPRADOR). **Precio:** Es el precio unitario definido en dólares por MBTU a aplicar a las cantidades de energía entregadas por EL VENDEDOR y tomadas por EL COMPRADOR con su correspondiente fórmula de actualización, de acuerdo con la regulación vigente, o la convenida entre las partes.

**Vigencia y plazo de ejecución del contrato:** Son los períodos de tiempo y plazos fijados por las Partes, dentro de los cuales las mismas están obligadas a cumplir con sus obligaciones y ejercer sus derechos de conformidad con las condiciones establecidas en el contrato.

**Nominaciones:** Son los procedimientos particulares de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Único de Transporte (RUT), que le permiten a EL COMPRADOR solicitar el gas a EL VENDEDOR y a este último confirmarlo o aceptarlo. Estos procedimientos tendrán en cuenta los requerimientos de información específicos de la regulación vigente aplicable para el manejo de restricciones.

**Punto de entrega y Transferencia de propiedad del gas:** Es la especificación del lugar en el cual EL VENDEDOR entrega las Cantidades de Energía a EL COMPRADOR y por tanto transfiere la propiedad y custodia de las mismas a EL COMPRADOR.

**Medición:** Establece los parámetros y otros aspectos relativos a la medición de las cantidades de energía a ser entregadas por EL VENDEDOR y recibidas por EL COMPRADOR, de acuerdo con lo dispuesto en el RUT.

**Especificaciones de calidad del gas:** Son las condiciones de calidad del gas objeto del contrato, de acuerdo con lo dispuesto en el RUT y con lo pactado por las Partes cuando el gas no es inyectado al Sistema Nacional de Transporte.

**Presión de Entrega:** Corresponde a la presión a la cual EL VENDEDOR entregará el Gas en

los Puntos de Entrega, de acuerdo con la regulación vigente.

**Facturación y forma de pago:** Corresponde a las condiciones específicas de plazos, moneda, y otros aspectos con los cuales EL VENDEDOR factura y EL COMPRADOR paga, según lo establecido en el contrato; para el mercado regulado los plazos de reclamación y demás procedimientos de la facturación deben corresponder a lo dispuesto en la regulación vigente.

**Garantías:** Es el documento o mecanismo de respaldo que EL COMPRADOR otorga a EL VENDEDOR para amparar las obligaciones derivadas del contrato, a cargo de EL COMPRADOR. El contrato debe ofrecer diferentes alternativas de garantías.

**Suspensión y Terminación Anticipada del contrato:** Es la determinación de las causales o circunstancias que permiten tanto a EL COMPRADOR como a EL VENDEDOR, suspender temporalmente las obligaciones del contrato parcial o totalmente, y/o dar por terminado anticipadamente el contrato.

**Fuerza Mayor o Caso fortuito y Evento Eximente:** Son todas las causales previstas por la ley como eventos que puedan clasificarse como imprevisibles e irresistibles, o por las Partes como Eventos Eximentes. Se establece cómo operan estas causales entre las Partes y se enumeran ciertos actos o hechos que se consideran, para todos los efectos contractuales, causales de Fuerza Mayor o Caso Fortuito o Evento Eximente. Los mantenimientos programados, tanto de EL VENDEDOR como de EL COMPRADOR, se considerarán como eventos eximentes de las Partes y deberán notificarse según lo acordado por las Partes, sin perjuicio de lo establecido en la regulación vigente.

**Responsabilidad de las Partes:** Son las reglas pactadas entre las Partes que establecen y limitan el alcance de la responsabilidad de las mismas, en relación con las obligaciones adquiridas en virtud del Contrato, las cuales en ningún caso podrán limitar la responsabilidad con el Mercado Regulado, de acuerdo con la regulación vigente.

**Confidencialidad:** Define el manejo que se debe dar a la información derivada o relacionada con el contrato, respecto a divulgar y/o compartir esta información con terceros, diferentes a los entes reguladores, vigilancia, control y judiciales.

**Cesión:** Son las condiciones aplicables en caso de cesión del Contrato a un tercero por cualquiera de las Partes.

**Ley aplicable:** Define la normatividad por la cual se rige el contrato, acordada por las Partes.

**Solución de controversias:** Define el o los mecanismos para resolver diferencias o controversias entre las Partes, derivadas o relacionadas con el contrato.

**Notificaciones:** Establece las personas autorizadas de cada una de las Partes, junto con todos los datos de contacto necesarios para que cualquier comunicación formal entre ellas sea efectivamente recibida por la otra Parte.

**Valor del contrato:** Según sea el caso establece el valor del contrato o especifica si es indeterminado.

**Impuestos:** Define las obligaciones tributarias de cada Parte, conforme a la normatividad aplicable.

**Cláusula Penal o Compensatoria:** Define las condiciones de penalización o compensación a aplicar, en caso de incumplimiento de alguna de las partes.

**Idioma:** Define el idioma oficial del contrato, el cual se aplicará para todas las comunicaciones en desarrollo del mismo.

**Liquidación del contrato:** Se establece el procedimiento mediante el cual se liquidan las obligaciones de las Partes, derivadas del contrato, cuando se da por terminado" (subrayas propias).

Tal y como fácilmente se observa, el CNO-Gas se limitó a determinar las cláusulas que desde un punto de vista formal debe contener el contrato de suministro en firme de gas natural. Sin embargo, no se ocupó de establecer un contenido material uniforme de las mismas. Por tanto, la negociación de tal contenido siguió abierto para todos los agentes, permitiendo así múltiples formas e interpretaciones de las mismas, trayendo consecuencias que más adelante se enunciarán.

### 2.1.2. Análisis y estudios de aspectos a mejorar

Es importante destacar algunos apartes de los informes presentados por el Dr. Paul Milgrom en desarrollo de la consultoría contratada por la CREG para la estandarización de los contratos de suministro y transporte de gas. En efecto, allí se puede apreciar el desarrollo que el tema ha tenido en otros mercados más desarrollados que el colombiano.

En el informe denominado "History and Development of Standardized Natural Gas Contracts" se lee lo siguiente en cuanto a la iniciativa de estandarización en los mercados de Norte América y Europa:

"A medida que se desarrolló la transición de un mercado altamente regulado a un mercado de libre acceso, las empresas empezaron a redactar contratos que reflejaban mejor la realidad del mercado y cada empresa desarrolló un modelo de contrato que satisfacía sus necesidades internas específicas

A medida en que las transacciones eran negociadas, se iniciaban discusiones respecto de la propiedad del contrato a utilizar. A veces, este proceso 'simple' llevaba a una negociación que demoraba muchos meses en algunos casos.

Como resultado de estos desarrollos, los participantes del mercado empezaron a investigar la posibilidad de desarrollar un 'estándar de la industria' del contrato que permitiría la ejecución más eficaz de las transacciones a corto plazo, principalmente. A mediados de la década de 1990 grupos de participantes en el mercado de todos los sectores, comenzaron a reunirse con la idea de crear un acuerdo 'estándar'.

Este esfuerzo fue importante para la industria ya que las empresas que competían entre sí día a día, estaban trabajando juntas para desarrollar un modelo de contrato para la industria, un contrato que permitiría negociaciones más expeditas y la comprensión clara de las obligaciones de ambas partes en una transacción. Discusiones similares para un acuerdo estándar canadiense comenzaron en la misma época, en la medida en que el mercado de gas natural de Canadá experimentaba el mismo cambio de dinámica.

A finales de la década de 1990 el mercado europeo comenzó a entrar en las primeras fases de un mercado abierto, y los grupos de participantes del mercado empezaron a discutir la necesidad de establecer un contrato tipo de la que para llevar a cabo sus negocios. Las

fuerzas del mercado en Europa y Gran Bretaña fueron similares a los de América del Norte y había una necesidad de desarrollar documentos que permitieron la transición a un mercado abierto

(...)

### **Formación de la Junta de Estándares de la Industria de Gas (Gas Industry Standards Board – GISB)**

(...)

En noviembre de 1994, Karyl M. Lawson, Asesor Jurídico General de la Corporación de Servicios MidCon Gas, entregó un documento a la Asociación de Energía Federal describiendo los cambios en el mercado del gas y retando a la industria a desarrollar un contrato estándar de compra y venta de gas para su uso en el mercado spot.

Como se mencionó anteriormente, el esfuerzo por establecer un modelo de contrato se intensificó en 1995, cuando MidCon Gas Services distribuyó su proyecto de contrato a los miembros GISB junto con un formulario de encuesta solicitando la opinión de las empresas miembro sobre la necesidad de un modelo de contrato para su uso en el comercio electrónico, y la idoneidad de la forma MidCon.

Las respuestas de la encuesta recopiladas en agosto de 1995 mostraron un abrumador apoyo general para el desarrollo por parte de GISB de un contrato modelo de contrato de venta gas. En los siguientes años, GISB comenzó a trabajar en el desarrollo de los contratos estandarizados para la industria del gas natural. En 1996 se introdujo el Contrato Base GISB para compra y venta de gas de corto plazo. Como implica el nombre, se pretendía que las operaciones realizadas bajo este contrato fueran de corto plazo, esencialmente.

(...) El contrato GISB fue ampliamente aceptado en la industria, y la GISB continuó actualizando su forma estándar para reflejar las necesidades que se presentan en el mercado del gas natural.

(...)

En diciembre de 2001, la North American Energy Standards Board (NAESB) se formó y tomó el lugar de GISB en el mercado. NAESB sigue actualizando y mejorando el modelo de contrato, y procurando nuevas facilidades para los participantes de utilizar el contrato. El 23 de abril 2002 NAESB presentó la nueva versión de su modelo de contrato tipo, incluyendo la capacidad de ejecutar transacciones a largo plazo.

(...)

El desarrollo de modelos de contratos se ha convertido en una prioridad en el mercado europeo y la EFET (Federación Europea de Operadores de Energía) dio a conocer su Contrato Estándar más reciente en 2007. Si bien el documento EFET es mucho más voluminoso que las versiones de América del Norte, los principios incluidos dentro de su marco general son coherentes".

En cuanto a los resultados del proceso descrito, se señala lo siguiente:

"Resultados de la Estandarización en EE.UU. y Europa

Según hemos descrito en nuestros reportes anteriores, la estandarización aumenta la eficiencia permitiendo que las partes se concentren en la ejecución de las transacciones, y no en la negociación de contratos individuales. Al comienzo de la transición hacia la estandarización en los mercados norteamericanos, hubo un reconocimiento claro y explícito de los problemas causados por contratos no estandarizados. En seguida citamos una presentación de 1996 de Carolyn Hazel, Consejera Senior en ConocoPhillips, enfatizando ese mismo punto.

'Aun cuando todos estos cambios han sido de gran ayuda, las prácticas actuales de comercialización de gas en general no cumplen con los requisitos de tiempo impuestas por el entorno comercial del mercado spot. En primer lugar, cada compañía comercializadora impone a sus compradores el uso de su propio modelo de contrato. Por lo tanto, en cada nueva relación comercial posible, la parte que percibe tener la menor influencia económica debe revisar, examinar y negociar los términos básicos y las condiciones propuestas por la otra parte. Para empeorar la situación, la mayoría de los vendedores periódicamente revisan sus términos básicos y condiciones, lo que hace que se requieran repetidas revisiones y negociaciones de contratos entre viejos socios comerciales. Finalmente, el vocabulario utilizado para contratos de gas spot no es estándar. Por tanto, aun cuando los términos básicos y las condiciones están perfectamente acordadas entre las partes, los comerciantes no recuerdan el vocabulario específico utilizado en un acuerdo específico, de modo que el vocabulario utilizado en la confirmación de la transacción (que fue elaborado para su uso con un contrato base diferente) no coincide con el vocabulario utilizado en el contrato base, dando como resultado una ambigüedad considerable.<sup>5</sup>

La 'ambigüedad' a la que se refiere Hazel estaba muy extendida en el mercado norteamericano de gas natural y el deseo de resolver el problema de ambigüedad contribuyó al impulso del cambio hacia la estandarización, lo que ha logrado reducir drásticamente el costo de hacer negocios. Concluyendo sus comentarios sobre prácticas contractuales, la Sra. Hazel hizo una declaración que es relevante hoy para mercados como el de Colombia, describiendo el mal entendimiento, la confusión y la pérdida económica que se padece cuando existen demasiadas y diferentes versiones de contratos, y potencialmente cientos de interpretaciones sobre el lenguaje contractual.

'Considerando el número de empresas que compran y venden gas cada día y cada mes, es razonable estimar que decenas de miles de operaciones spot se realizan cada mes. Debido al tiempo extremadamente corto de negociación para estas operaciones, muchos (si no la mayoría) de estas transacciones se realizan con documentación errada, inadecuada, ambigua o inexistente. Además, las diferencias entre los términos y condiciones generales en la mayoría de los contratos que se utilizan en mercado spot de hoy no son de carácter sustantivo, sino que reflejan los diferentes estilos de redacción y vocabulario. Las diferencias en la redacción de los contratos spot en muy raras ocasiones tienen un valor comercial distinto y por lo tanto no merecen extensas negociaciones. La industria, por tanto, debería darse por bien servida al adoptar un formato estándar para el negocio de mercado spot. El contrato estándar GISB ofrece una solución muy viable y balanceada, a la actual pérdida de tiempo y dinero, ajustando anticuadas prácticas contractuales a una nueva y diferente realidad comercial.<sup>6</sup>

Hoy, el sucesor del contrato GISB, la Forma Estándar NAESB, no es utilizado para transacciones spot, sino también para transacciones de largo plazo.

<sup>5</sup> How and When to Use Gas Industry Standards Board (GISB) Contract For Short-Term Sales of Natural Gas" Origins of the GISB Standars Form Contract, Carolyn S. Hazel.

<sup>6</sup> Ibid.

Tal y como hemos enfatizado, el desarrollo no es un solo evento, sino un proceso, y la estandarización es parte de ese proceso. Cuando el contrato GISB se adoptó al final de la década de 1990, fue sólo un paso en el camino. Una evaluación de las muchas revisiones al contrato GISB, y después a la Forma Estándar NAESB es un testamento sobre el hecho de que la necesidad de adaptación nunca termina, incluso si el paso del tiempo hace que haya revisiones menos frecuentes.

Colombia está en el comienzo de este proceso. En nuestro reciente reporte titulado "Contract Review and Regulatory Comments", incluimos el siguiente cuadro, documentando el gran número de formas contractuales usadas en los años recientes en el mercado de gas natural Colombiano.

(...)

Como Carolyn Hazel destacó en 1996, el gran número de contratos utilizados en el mercado refleja el número de redactores de contratos diferentes, pero pueden no reflejar las importantes diferencias en el significado o la interpretación de los términos. **Esto también parece ser cierto en Colombia, y es por eso que se recomienda la adopción de determinadas cláusulas contractuales normalizadas, con un número limitado de tipos de contrato. Mediante la adopción de un menor número de contratos con términos conocidos, el mercado colombiano estará en una mejor posición para atender los asuntos críticos que enfrenta la industria: la búsqueda de más recursos naturales y su entrega en forma eficiente y económica en el mercado.**<sup>7</sup> (subrayas y negrillas propias)

De lo transcrito puede llegarse a varias conclusiones:

- La estandarización de los contratos en los mercados internacionales de gas natural se ha desarrollado por iniciativa de los agentes de dichos mercados.
- La liberalización de los mercados de gas natural contribuyó para que los agentes decidieran diseñar contratos tipo, de forma que redujera sus costos de transacción, entre otras cosas.
- La falta de estandarización de los contratos de suministro y transporte de gas natural trae consecuencias no deseables para el mercado.
- Existe el espacio para que en cada relación comercial entre agentes, uno de ellos pueda imponer el contenido de las cláusulas del contrato. Por lo tanto, en cada nueva relación aquel agente que considere tener la posición económica más desfavorable debe revisar, considerar y negociar cada una de las cláusulas que se pretenden imponer.
- Los términos y alcances de las cláusulas consideradas por los agentes se encuentran en constante revisión y, por lo tanto, cada nueva relación requiere la negociación de asuntos en los que previamente se han convenido las partes.

<sup>7</sup> Informe rendido el 5 de octubre de 2011 y publicado para conocimiento de los agentes mediante Circulares CREG 063 y 080 de 2011. Traducción libre.

- Las diferencias de vocabulario, a veces menores, entre cláusulas con el mismo alcance pero negociadas por diferentes agentes, trae como consecuencia una ambigüedad indeseable en el mercado.
- La estandarización de las cláusulas contenidas en los contratos de gas en Estados Unidos redujo drásticamente el costo de hacer negocios. A la misma conclusión se puede llegar cuando se analizan las experiencias de los mercados de Europa y Canadá.
- La situación de Estados Unidos a mediados de la década de 1990, con las siguientes características, es extrapolable a la situación actual en Colombia:
  - Dada la ambigüedad, las negociaciones y los esfuerzos de los agentes en cada relación comercial, y especialmente en razón al poco tiempo para que tales negociaciones se den, muchas de ellas terminan con documentación equivocada, inadecuada, ambigua, etc.
  - Las diferencias en los términos contenidos en los contratos, normalmente contienen diferencias relativamente menores, sobre las que no valdría la pena entablar una negociación.

Resulta pertinente la afirmación contenida en el documento aportado por el Dr. Gustavo Suárez, incluido en el tercer informe de la consultoría mencionada, según la cual:

"los contratos de suministro y transporte de gas que se utilizan en Colombia se caracterizan por la diversidad de causales eximentes de responsabilidad a favor de las partes fuertes de los contratos (...). Mediante estas causales pactadas por las partes se conviene la interrupción de los servicios de suministro y transporte estableciendo un desequilibrio contractual que riñe con la eficiencia del mercado y que en gran medida contribuye a impedir su desarrollo y madurez"<sup>5</sup> (subrayas propias).

De esta manera, la referencia a la experiencia internacional traída a colación en el segundo reporte de Milgrom, Broxson y Suárez sirve como elemento de juicio a la CREG para confirmar el hecho de que el mercado de gas en Colombia no sólo está listo, sino que necesita un grado de estandarización de cláusulas de contratos de suministro y transporte que sirva como base para tener un mercado más organizado, más transparente y más líquido, de tal manera que redunde en la eficiencia en la prestación del servicio y, finalmente, en el beneficio de los usuarios finales.

También es necesario destacar el hecho más arriba mencionado, referente a la posibilidad que han tenido los agentes del mercado de gas natural colombiano para desarrollar esta clase de iniciativas. Así, es claro que el incentivo creado por esta Comisión en la Resolución CREG 095 de 2008 no tuvo mayores repercusiones en el mercado nacional.

---

<sup>5</sup> Suárez, Gustavo. Apéndice Comentarios Sobre Fuerza Mayor y Caso Fortuito Y Eventos Eximentes. Appendix D, Third Report. Consultancy for standardizing the contracts for supply and pipeline transportation of natural gas in Colombia.



La concentración de la oferta en el mercado colombiano lleva a considerar que en este caso el liderazgo debe ser de la CREG dentro del marco de sus competencias, toda vez que no se observan medidas por parte de la industria que lleven a la real estandarización de cláusulas de los contratos de suministro y transporte de gas natural.

En efecto, según se ha descrito, el establecimiento de requisitos mínimos en los contratos de suministro y transporte de gas ha sido un tema lo suficientemente analizado y decantado no sólo dentro de la Comisión, sino entre la misma industria. La CREG, consciente de la importancia de dicho tema en términos de competencia y transparencia del mercado, ha diseñado mecanismos e incentivos con el fin de que los mismos agentes establecieran las normas que regirían la celebración de sus contratos, sin que se hayan obtenido resultados concretos o satisfactorios.

Aunado a lo anterior, debe decirse que tanto los análisis que ha efectuado la CREG, como la experiencia internacional indican que es deseable y necesaria la creación de medidas regulatorias como las propuestas en el presente documento, con el fin de desarrollar un mercado más dinámico, transparente y competitivo, lo cual redunde en el beneficio de todos los usuarios del servicio público domiciliario de gas natural.

## **2.2 Transacciones en el mercado primario de gas natural**

Las transacciones en el mercado primario de gas natural se realizan principalmente a través de negociaciones bilaterales, en donde cualquier comercializador o usuario no regulado puede negociar con el productor-comercializador los precios, las cantidades y las demás obligaciones contractuales. En ocasiones se han utilizado mecanismos de subasta para la asignación del producto, encontrándose algunas limitaciones en el desarrollo de las mismas como consecuencia de que hoy en día no se cuenta con productos estandarizados que permitan la simultaneidad de las transacciones y la sustitución de productos entre campos ante diferenciales en el precio de los mismos.

En relación con el segundo de estos mecanismos se debe resaltar que la regulación ha previsto que dichas subastas lleven a la formación de un precio uniforme. Sin embargo, en la práctica, la no realización de las subastas cuando la oferta de gas supera a la demanda, ha implicado el desarrollo de negociaciones bilaterales que han conducido a discriminaciones de precio que pueden no obedecer a diferencias en los productos ofrecidos. Por ejemplo, se observa que la negociación de gas del punto de entrada Cusiana – Cupiagua realizada a finales de 2011 llevó a la suscripción de contratos *take or pay* del 86% con la demanda regulada a un precio de 5,1 USD/MBTU, valor superior a los precios promedio de los contratos *take or pay* del 90% que se negociaron a 3,37 USD/MBTU para la demanda de gas natural vehicular, 3,38 USD/MBTU para la demanda no regulada y 3,59 USD/MBTU para la demanda regulada e industrial.

Se observa que productos que ofrecen menor incertidumbre para los productores-comercializadores han sido transados a precios superiores a los de aquellos productos que implican una mayor incertidumbre. Esto puede ser producto de una discriminación de precios como resultado de la falta de información centralizada (y por consiguiente poca transparencia del mercado) y no el resultado de una asignación en función de precios eficientes.

Es necesario entonces adoptar medidas que permitan aumentar la transparencia del mercado, como la centralización de la información y la definición de mecanismos organizados para el desarrollo de las transacciones. Así mismo, es necesario asegurar que la regulación sea exigible a los participantes del mercado primario, de ahí que sea fundamental replantear quiénes pueden participar y cómo pueden participar en este mercado. La participación de agentes con mayor *know how*, sujetos a la regulación, también aportará una menor exposición a riesgos por parte de los demás agentes del mercado.

Otro aspecto que hay que tener en cuenta al momento de proponer reglas para la comercialización mayorista de gas es la concentración de la oferta. En este sentido, el diseño de los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas debe incorporar elementos que desincentiven el posible ejercicio de una posición dominante.

Por todo lo anterior, las transacciones en el mercado primario de gas deben crear condiciones para permitir la formación eficiente de precios, promover la transparencia del mercado y la competencia, prevenir la discriminación injustificada de precios, contribuir a la estabilidad de precios y asegurar la viabilidad financiera de los agentes participantes.

### 2.2.1 Disposiciones regulatorias

De acuerdo con la regulación vigente, los participantes en este mercado son:

- Los productores-comercializadores, como oferentes de gas.
- Los transportadores, como demandantes para sus estaciones de compresión y gas de empaquetamiento.
- Las empresas con la actividad de comercialización de gas natural (e.g. distribuidores comercializadores, plantas térmicas y comercializadores puros), como demandantes para sus usuarios o consumos propios.
- Los usuarios no regulados (i.e. industrias), como demandantes para sus consumos propios.

De otro lado, a continuación se presentan las principales disposiciones que han regulado los procedimientos de comercialización de gas natural en el mercado primario en Colombia. Como común denominador en todas ellas se advierte el objetivo regulatorio de formar precios y fomentar asignaciones de la manera más eficiente posible y de producir información oportuna a los agentes participantes.

Hasta el año 2006 los procesos de asignación de los contratos de suministro de gas natural se desarrollaron en forma bilateral. En buena medida por la aparición del cargo por confiabilidad<sup>9</sup>, instrumento que para el caso de las plantas de generación térmica a gas

<sup>9</sup> La Resolución CREG 125 de 2005 establece que “Los generadores térmicos que aspiren a ser remunerados por concepto de Cargo por Capacidad deberán reportar la información referente a la contratación firme de suministro y transporte de combustible, que será tenida en cuenta para efectos de la valoración de la energía firme a ser utilizada en la asignación de dicho Cargo a partir de diciembre de 2006”;

natural requirió la presentación de los respectivos contratos, fue necesario examinar la situación de abastecimiento interno de gas natural (tanto física como contractualmente) y determinar si convenía establecer procesos de asignación diferentes a los bilaterales.

Desde el año 2003, para el caso de los comercializadores de gas combustible que atendieran usuarios regulados, existía la obligación<sup>10</sup> de comprar el gas natural en condiciones de libre concurrencia (convocatorias para comprar el gas). Con esa disposición el regulador buscaba que se realizaran procedimientos abiertos de compras de gas, similares a los de los comercializadores que atienden demanda regulada en el sector eléctrico. Sin embargo, en el año 2008<sup>11</sup> cuando se encontró que comercialmente había señales de escasez<sup>12</sup>, esa disposición se cambió y se permitió que los citados comercializadores pudieran también adquirir el gas a través de las convocatorias que realizaran los productores-comercializadores y de negociaciones bilaterales.

En el año 2006, ante la insistencia de algunos agentes sobre la dificultad de poder acceder a gas, la CREG a través de la Resolución 070 de 2006 emitió unas disposiciones que buscaban que quien requiriera gas natural tuviera el derecho de dirigirle una solicitud escrita al comercializador indicando las cantidades de energía requeridas. En respuesta a dicha solicitud el comercializador correspondiente debía presentar, si tenía el gas, dos ofertas de venta en las modalidades Pague lo Contratado o 'Take or Pay' y Opciones de Compra de Gas.

En los casos en que las solicitudes de gas resultaran superiores a las disponibles, la CREG ordenó al respectivo vendedor su asignación a través de un mecanismo de mercado, transparente y neutral.

En el año 2007, la CREG mediante la Circular CREG 037 publicó para consulta el Documento CREG 046 de 2007, "Análisis de la situación de abastecimiento interno de gas natural en el corto, mediano y largo plazo". Durante el periodo de consulta del citado documento se encontró la necesidad de efectuar ajustes a los procedimientos de adquisición de gas establecidos en la regulación vigente. Así, en la Resolución CREG 104 de 2007, entre otros aspectos, la CREG sometió a consulta una propuesta según la cual si los productores comercializadores tenían producción disponible para ofertar, debían seguir un proceso competitivo para su asignación.

Posteriormente, el Gobierno Nacional, a través del Decreto 2687 de 2008, en el artículo 6, ordenó que siempre que los productores tuvieran producción disponible para comercializar, debían vender el gas a través de un mecanismo competitivo, el cual sería definido por la CREG.

En atención a la directriz del Gobierno Nacional y considerando los resultados de las diferentes medidas que hasta el momento se habían adoptado para comercializar el gas, la CREG en la Resolución CREG 095 de 2008 diseñó un mecanismo mediante el cual si un productor comercializador después de presentar su Producción Disponible para Ofertar

---

<sup>10</sup> Resolución CREG 011 de 2003.

<sup>11</sup> Resolución CREG 075 de 2008.

<sup>12</sup> En el 2003, cuando se introdujo la disposición, había una percepción de abundancia de gas.

en Firme, PDOF<sup>13</sup>, recibía solicitudes de compra superiores, tenía que asignar el gas a través de subastas; en el caso contrario, las asignaciones se harían a través de negociaciones bilaterales.

Los resultados de las disposiciones adoptadas mostraron resultados confusos y contrarios al objetivo inicial para que el gas en firme se asignara a través de subastas. A pesar de la intención de las medidas, el efecto que se produjo en el mercado fue menor oferta de gas en firme y mayores ofertas de gas en la modalidad de interrumpibles.

Con las disposiciones de la Resolución CREG 095 de 2008, en diciembre de 2009 Ecopetrol realizó una subasta cuyo precio cerró en 6,14 USD/MBTU y asignó 32.821 MBTUD. Ocho meses después, en julio de 2010, BP realizó otra subasta cuyo precio cerró en 4,73 USD/MBTU y asignó 40.600 MBTUD.

En junio de 2011 el Ministerio de Minas y Energía, a través del Decreto 2100, estableció dentro de los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización los siguientes:

- La promoción de la competencia.
- La formación de precios eficientes que reflejen los costos de oportunidad del recurso.
- La mitigación de los efectos de la concentración del mercado, y la generación de información oportuna y suficiente para los agentes.

Con las citadas directrices la CREG, a través de la Resolución CREG 118 de 2011, estableció el procedimiento de comercialización de gas natural para los años 2012 y 2013<sup>14</sup>, y continuó los estudios y análisis para diseñar el proceso de comercialización después de ese periodo.

En la Resolución CREG 118 de 2011 se estableció un mecanismo para que, para los años 2012 y 2013, los productores-comercializadores libremente indicaran qué parte de la Producción Total Disponible para la Venta, PTDV, declarada, estaban dispuestos a vender en la modalidad firme<sup>15</sup> y los compradores señalaran sus solicitudes de compra<sup>16</sup>. En los casos en los que las solicitudes de compra fueran superiores a las cantidades ofrecidas, la asignación se haría a través de un mecanismo de subasta. En el caso contrario, la asignación se haría con negociaciones bilaterales.

<sup>13</sup> El Decreto 2687 obligó a los productores-comercializadores a presentar al Ministerio sus PDOF.

<sup>14</sup> Tal como se indicó en el documento CREG 093 de 2011, la Comisión decidió que el periodo de comercialización con las disposiciones de la Resolución CREG 118 de 2011 fuera de dos años en atención a que en el 2011 la CREG contrató unos estudios para analizar, diseñar y proponer un esquema de comercialización eficiente y eficaz en el mercado mayorista de gas. La propuesta de subasta, que en este documento se describe, esencialmente corresponde a la que desarrolló el consultor David Harbord para la CREG y la cual conocieron los agentes a través de los talleres que organizó la CREG y las circulares mediante las cuales se fueron haciendo públicos los diferentes reportes que presentó el consultor.

<sup>15</sup> A estas cantidades se les denominó Producción Total Disponible para la Venta en Firme, PTDVF.

<sup>16</sup> Es importante indicar que con las disposiciones de la Resolución CREG 095 de 2008 los productores comercializadores tenían que ofrecer el 100% de su PDOF. En la Resolución CREG 118 de 2011 los productores comercializadores escogen de la declaración de la PTDV el gas con la modalidad en Firme que querían vender en el periodo 2012 - 2013.

Cuando se realizó la comercialización con el anterior proceso se encontraron excesos de oferta. Consecuentemente, la asignación se hizo a través de negociaciones bilaterales con resultados de precios inferiores<sup>17</sup> a: i) los obtenidos en las dos subastas que se hicieron con las reglas de la Resolución CREG 095 de 2008, y ii) los regulados de Guajira.

Adicionalmente, en los resultados de los precios de las negociaciones bilaterales<sup>18</sup> se observaron diferencias por tipo de usuario. En otras palabras, tal como se indicó en la sección anterior, hubo discriminación de precios en donde los que lograron los mejores resultados fueron los no regulados.

## **2.2.2 Análisis y estudios de aspectos a mejorar**

En la sección anterior se presentó un resumen con las principales disposiciones regulatorias que hasta el momento se han emitido. Como se indicó, el común denominador en todas ellas ha sido el objetivo de promover la formación de precios eficientes, procurar la asignación eficiente del gas natural y buscar la producción de información oportuna y visible para los agentes.

Precisamente con estos mismos propósitos la Comisión contrató a los consultores Peter Cramton en el año 2008<sup>19</sup> y David Harbord en los años 2010<sup>20</sup> y 2011<sup>21</sup> para que asesoraran a la CREG en el diseño de aspectos regulatorios relativos a la comercialización de gas natural. Las principales conclusiones y recomendaciones de estos estudios se resumen a continuación:

### **2.2.2.1 Cramton, 2008**

De acuerdo con Peter Cramton, los contratos de suministro de gas en el momento del estudio eran vendidos en un fragmentado mercado bilateral, donde no existían contratos estandarizados y había poca transparencia en el precio. Por esta razón propuso diseñar un esquema de subasta simultánea para la asignación de contratos firmes estandarizados de suministro de gas, proveniente de los campos con precio libre, con lo cual se disminuyen los costos de transacción y se mejora la formación de precios.

La subasta propuesta se debía realizar anualmente para asignar contratos firmes de gas con una duración de uno a cinco años. Se recomendó realizarla mediante el mecanismo de subasta de reloj ascendente, considerando que promueve la formación eficiente de precios y permite a los compradores arbitrar libremente entre los distintos productos ofrecidos, lo que asegura que cualquier diferencia de precio entre los productos corresponda a diferencias de valor entre los mismos. La participación en esta subasta sería obligatoria para los productores, lo que garantizaría que la demanda también participaría en la subasta y se mejoraría la transparencia y la señal de precio.

<sup>17</sup> En los campos con precios libres.

<sup>18</sup> En donde hay precios libres.

<sup>19</sup> Cramton, P. *Auctioning Long-term Gas Contracts in Colombia*, 2008.

<sup>20</sup> Harbord, D. *Upstream Issues in Colombian Gas Supply*, 2010.

<sup>21</sup> Harbord, D. Pagnozzi, M. y Von der Fehr, N. *Simultaneous Ascending Clock Auction for Gas Supply Contracts in Colombia*, 2011.

En el estudio también se enunció que los contratos firmes de gas, resultantes de la subasta, beneficiarían tanto a los vendedores como a los compradores, considerando que el precio de cierre permitiría reducir el riesgo de precio y la volatilidad del mercado spot. Por esta razón se recomendó que los precios con los que se celebraran los contratos fueran indexados de acuerdo con la inflación, utilizando el Índice de Precios al Productor (IPP) de Colombia. Tomando en consideración parte de las recomendaciones realizadas por el consultor, en el mes de septiembre del mismo año la Comisión expidió la Resolución CREG 095 de 2008.

#### 2.2.2.2 Harbord, 2010

En febrero de 2010, teniendo en cuenta las condiciones del mercado de gas natural, la Comisión contrató al consultor David Harbord para realizar un análisis del *upstream* de gas natural. Lo anterior con el objeto de contar con elementos adicionales de juicio para regular el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural y así asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia y evitar posibles abusos de posición dominante.

En este estudio el consultor recomendó liberar el precio del gas en Guajira tan pronto como la subasta de suministro de gas simultánea para todos los campos, propuesta por Cramton, pudiera ser introducida, ya que el precio resultante de la subasta debería reflejar mejor el balance de demanda y oferta para todo el mercado colombiano creando señales de precio más significativas para el consumo y la producción de corto plazo, y para las expansiones de suministro de largo plazo.

De acuerdo con Harbord se debía implementar un programa de oferta de gas, basado en las regulaciones existentes y tomando en consideración las conclusiones de Peter Cramton pero con algunas modificaciones, como: i) hacer obligatoria la participación de todos los grandes campos en la subasta y permitir la participación voluntaria de los campos menores; ii) subastar contratos firmes e interrumpibles de suministro de gas; iii) establecer la cantidad de gas a ofrecer por parte de los productores<sup>22</sup>; iv) definir contratos estándar firmes e interrumpibles de suministro con la misma fecha de inicio y para periodos de uno a cinco años; v) restringir la venta mediante transacciones bilaterales o en el mercado secundario para el gas que no haya sido vendido mediante la subasta; y vi) establecer los precios de reserva para la subasta.

Las anteriores modificaciones a la propuesta de Cramton (2008) deberían asegurar que mayores cantidades de gas fueran ofrecidas a un precio eficiente en un mercado abierto y transparente, con posibilidades razonables para establecer precios competitivos para el suministro de gas natural en Colombia. El análisis de la situación del mercado y de las recomendaciones del consultor llevaron a la Comisión a considerar el diseño de una subasta única para comercializar contratos firmes e interrumpibles estandarizados de suministro de gas natural.

---

<sup>22</sup> La cantidad se estimaba como el potencial de producción declarado por el productor en cada campo multiplicado por la respectiva participación del productor dentro de cada campo, menos los compromisos de ventas del productor en el respectivo año.

### 2.2.2.3 Harbord et ál., 2011

En consideración de los anteriores estudios, en diciembre de 2010 se inició una consultoría para el diseño y estructuración de subastas de asignación de contratos firmes e interrumpibles de suministro de gas natural, la cual fue contratada con el Doctor David Harbord, quien contó con el apoyo de los doctores Marco Pagnozzi y Nils-Henrik von der Fehr.

En la consultoría se realizó un análisis de dos posibles esquemas de subasta a diseñar, esto es la de reloj ascendente y la de sobre cerrado, considerando aspectos como revelación de información, formación del precio, tiempo y velocidad de implementación, y posibilidades de colusión. Finalmente se propuso un esquema de subasta de reloj ascendente para los contratos de gas en Colombia.

De acuerdo con los consultores, en la subasta se deben transar productos estándar. Teniendo en cuenta la experiencia del mercado colombiano y los resultados de la consultoría realizada por Milgrom et al. (2011<sup>23</sup>), como resultado del estudio se recomienda que a través de la subasta se ofrezcan tres tipos de contrato: i) firmes; ii) de firmeza condicional; y iii) opciones de compra de gas; con una duración de uno y cinco años, que presenten la misma fecha de inicio y con una diferenciación por campo. El principal cambio respecto a los productos recomendados en los reportes de Cramton (2008) y Harbord (2010) es que no se debe permitir la venta de contratos interrumpibles de suministro de gas en la subasta, como consecuencia principalmente, de que la industria plantea que en los mismos no se asume compromiso por parte de los productores.

Adicionalmente, el consultor recomienda que se deben establecer restricciones para que todos los compradores decidan de forma previa a cada subasta entre contratos de firmeza condicionada o contratos de opción de compra de gas. Lo anterior para evitar la creación de sustitutos perfectos durante la subasta que dificulten la formación de precio y/o la asignación de producto.

En este estudio también se proponen las reglas de la subasta, que incluyen, entre otros:

- La frecuencia de realización de la subasta, los productos y el tamaño de lote a ofertar (100 MBTUD).
- La forma de participación de los vendedores.
- La política de información y los incrementos de precio.
- La regla de actividad para los compradores.
- La regla para eliminar el exceso de oferta, cuando se presente.
- Las reglas de terminación de la subasta y asignación de contratos.

<sup>23</sup> Milgrom, P. Broxon, B. & Suarez, G. *Consultancy for standardizing the contracts for supply and pipeline transportation of natural gas in Colombia*, 2011.

Con fundamento en las recomendaciones presentadas en las anteriores consultorías, la situación del mercado de gas en Colombia y los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural contenidos en el Decreto 2100 de 2011, la Comisión realiza la propuesta para promover la competencia y la formación de precios eficientes en el mercado primario de suministro gas natural de que trata el numeral 4.2 de este documento.

#### **2.2.2.4 Experiencia internacional**

De acuerdo con Cramton (2008), desde el año 2003 se han realizado varias subastas de suministro de gas de largo plazo utilizando el mecanismo de subasta de reloj ascendente. Las subastas fueron realizadas una sola vez o de forma anual como se indica a continuación:

- Alemania: realizó una serie de seis subastas anuales durante el periodo 2003 - 2008 como parte del programa de oferta de gas.
- Hungría: realizó una serie de cinco subastas anuales durante el periodo 2006 - 2010 como parte del programa de oferta de gas.
- Dinamarca: realizó una serie de seis subastas anuales durante el periodo 2006 - 2011 como parte del programa de oferta de gas natural y petróleo.
- Francia: se realizó una subasta para el almacenamiento de gas en febrero de 2006, y se realizó una subasta como parte del programa de oferta de gas natural en octubre del 2004.

De manera similar Cramton advierte que desde el año 2001 subastas similares han sido realizadas para productos de electricidad de largo plazo en Estados Unidos, varios países europeos, Brasil y Colombia. En el caso de este último la CREG ha promovido diversas subastas en el sector eléctrico: i) para asignar Obligaciones de Energía Firme, OEF, las cuales se llevan a cabo mediante el mecanismo de subasta de reloj descendente; y ii) de reconfiguración de venta o de compra de las OEF, las cuales se llevan a cabo mediante el mecanismo de subasta de sobre cerrado. Adicionalmente en Colombia se está proponiendo una subasta para la asignación de obligaciones de energía en el Mercado Organizado, MOR.

Por su parte Harbord (2010) establece que las subastas de oferta de gas y de capacidad virtual han sido usadas para promover la competencia y la liberalización en los mercados de electricidad y gas en Europa. De esta manera el consultor describe que los programas de oferta de gas han sido implementados en varios países europeos, sobre monopolios de gas, para abrir mercados mayoristas hacia la competencia, como es el caso del Reino Unido, España e Italia. También se han utilizado estos programas en países como Francia, Dinamarca, Alemania, Austria y Hungría como garantías en fusiones o medidas antimonopolio. Las subastas han sido el medio más común para asignar el gas aunque las transacciones bilaterales también han sido usadas en algunas circunstancias.



A continuación se describen algunos de estos programas (tomado de lo expuesto por Harbord en el año 2010):

**Reino Unido:** En 1988, The UK's Monopolies and Merger Commission (MMC) decidió que la posición de monopsonio de British Gas en el mercado upstream de gas constituía una barrera de entrada, lo que permitió a British Gas mantener una posición de monopolio en el suministro de gas a usuarios finales. Inicialmente, un compromiso voluntario para acatar una "regla 90/10", bajo la cual British Gas no podría contratar por más del 90% de los nuevos campos, fue conseguida, pero fue menos efectiva de lo esperado. En gran parte porque el restante 10% fue aprovechado por las plantas generadoras de electricidad a gas.

Siguiendo una revisión de Office of Fair Trading (OFT), en marzo de 1992 British Gas estableció un compromiso para liberar gas de sus contratos de largo plazo para acelerar el acceso a ofertas de gas por comercializadores independientes<sup>24</sup>. Los programas de oferta de gas fueron administrados por el regulador Ofgas, y British Gas aceptó disponer 500 millones therms anualmente desde 1992 hasta 1995. Los comercializadores de gas solicitaron una participación en cada tramo de gas, con precio igual al promedio ponderado del costo de gas para British Gas, más un costo general de 0,25 centavos por therm. Los nuevos entrantes fueron compradores activos, y en 1992/93, 32 compañías exitosamente aplicaron por gas, y un adicional de 70 compañías en 1993/94. Para el periodo de la oferta de gas de 1994/95, un mercado spot de gas había comenzado a desarrollarse, y los precios comerciales del gas cayeron tanto como cayó la participación del incumbente en el mercado.

**España:** El gobierno español introdujo un programa de oferta de gas por el 25% del gas que España recibe de Argelia, a través del gasoducto de Maghreb, desde octubre de 2011 hasta enero de 2014. Los contratos fueron por tres años y totalizaban 1,4 billones de metros cúbicos por año, o el 11% de la oferta total para el mercado español (y entre 15% al 19% del mercado regulado). La participación era condicionada al envío del pronóstico de ventas y de los planes para asegurar el suministro diversificado de gas una vez el programa de oferta de gas finalizara. Los compradores fueron limitados al 25% del total del volumen ofrecido. El precio promedio pagado fue igual al costo de compra de gas natural más una tarifa fija de administración. Catorce comercializadores de gas enviaron solicitudes de compra, de las cuales seis fueron volúmenes asignados en retorno para un pago total de \$273 millones: BP 25%, Iberdrola 25%, Unión Fenosa 20%, Endesa 18%, Hidrocantábrico 10% y Shell 2%.

**Dinamarca:** La fusión entre DONG, Elsam, Energi E2, Nesa, Copenhagen Energy (división de electricidad) y Frederick Forsyng (división de electricidad) – creando la nueva compañía de energía DONG Energy – fue aprobada por la Comisión Europea en marzo de 2006 sujeto a un programa de oferta de gas de seis años que comenzará en el año 2006. Esta subasta especificada de 400 millones de metros cúbicos cada año, con DONG Energy recibiendo volúmenes de gas similares en uno o más de los hubs de negociación de gas en el norte de Europa.<sup>25</sup> Los 400 millones de metros cúbicos están divididos en 10 lotes para ser suministrados durante dos años con una cantidad contratada diaria de aproximadamente 20 millones de metros cúbicos por año, y con términos de entrega flexibles. Los contratos especificaban 90% suministro take or pay. La cantidad total a ser ofertada en el programa completo de oferta de gas durante el periodo 2006 al 2011 es hasta 2.400 millones de metros cúbicos, correspondientes al 10% del mercado de gas de Dinamarca.

<sup>24</sup> Este programa fue adherido con una prohibición para British Gas de firmar contratos con los productores del Mar del Norte para nuevas fuentes de gas.

<sup>25</sup> Bajo el programa, DONG Energy entregaría gas natural en Dinamarca y recibiría swaps por los volúmenes correspondientes en el Reino Unido, Bélgica, Alemania y Holanda.

**Austria:** Como una condición para la aprobación de la fusión entre OMV y Energie Allianz las cuales crearon EconGas, la autoridad de competencia austriaca creó un programa de oferta de gas en el 2002. En julio de 2003, EconGas subastó 250 millones de metros cúbicos (Mmc) de gas natural. EconGas mantuvo su segunda subasta en línea por el mismo volumen de gas en julio de 2004 y su tercera por un volumen de 270 Mmc en julio de 2005. Aunque Econgas tiene que liberar 20% de sus contratos de importación de largo plazo hasta el 2008, el precio del gas ofertado es determinado por las subastas, y Econgas no tiene obligación para vender si el precio de la subasta es inferior al costo.

**Francia:** La Comisión de Regulación de Energía (CRE) hizo la aprobación de la restructuración del programa total de oferta de gas a tres años y condicional de Gaz de France comenzando en enero de 2005. Bajo el programa, Gas de France tenía que subastar 1.420 Millones de metros cúbicos de gas cada año. Aunque el volumen ofertado representa solo 3,5% de las ventas domésticas en el mercado del sureste, la CRE mantiene que las ofertas temporales deberían permitir la entrada de nuevos vendedores, y espera 2 terminales de Gas Natural Licuefactado (GNL), y más interconexiones a la red de transporte español, debería permitir nuevos entrantes para asegurar su propio suministro a largo plazo a partir del 2008.

**Alemania:** En el 2002, el Ministro Federal de Economía y Trabajo aprobó la adquisición por E. ON de la participación de capital en Ruhrgas, sujeto a que Ruhrgas cumpliera un número de obligaciones. Estas obligaciones incluyeron un programa de oferta de gas bajo el cual E. ON Ruhrgas es requerido para realizar seis subastas anuales y para ofertar un volumen total de 200 billones de kWh de gas. E. ON Ruhrgas ofreció en cada una de las seis subastas anuales una cantidad de 33.33 kWh de alto poder calorífica de gas, el cual fue habilitado en tres cantidades anuales de 11.11 billones de kWh. Las entregas bajo los contratos celebrados en la subasta anual comenzaron en octubre de cada año.

**Hungría:** El 21 de diciembre de 2005, la Comisión Europea aprobó la adquisición de MOL WMT y MOL Storage, dos subsidiarias de MOL, la compañía incumbente de petróleo y gas en Hungría, por E. ON Ruhrgas ("E. ON"), un gran suministrador integrado de energía alemán, sujeto a ciertas condiciones y obligaciones.<sup>26</sup> El paquete de remedios incluía un programa de oferta de gas, a través del cual E. ON venderá 1 billón de metros cúbicos ("bmc") en 8 subastas anuales. Además, E. ON se debe deshacer de la mitad de sus contratos de suministro de gas a 10 años con MOL Exploration and Production (E&P), cubriendo la producción doméstica húngara, a través de contratos liberados. Estas dos medidas liberarían 16 bmc hasta el 2015, hasta 2 bmc por año. Equivalente al 14% del consumo húngaro.<sup>27</sup> Este es la más significativa "liberalización" de gas implementada alguna vez en Europa, en términos de volumen y duración."

### 2.2.3 Balance del mercado de gas natural

A continuación se presenta el balance físico del mercado de gas natural y el balance comercial de los campos de Ballena, Cusiana, Cupiagua, La Creciente y Gibraltar.

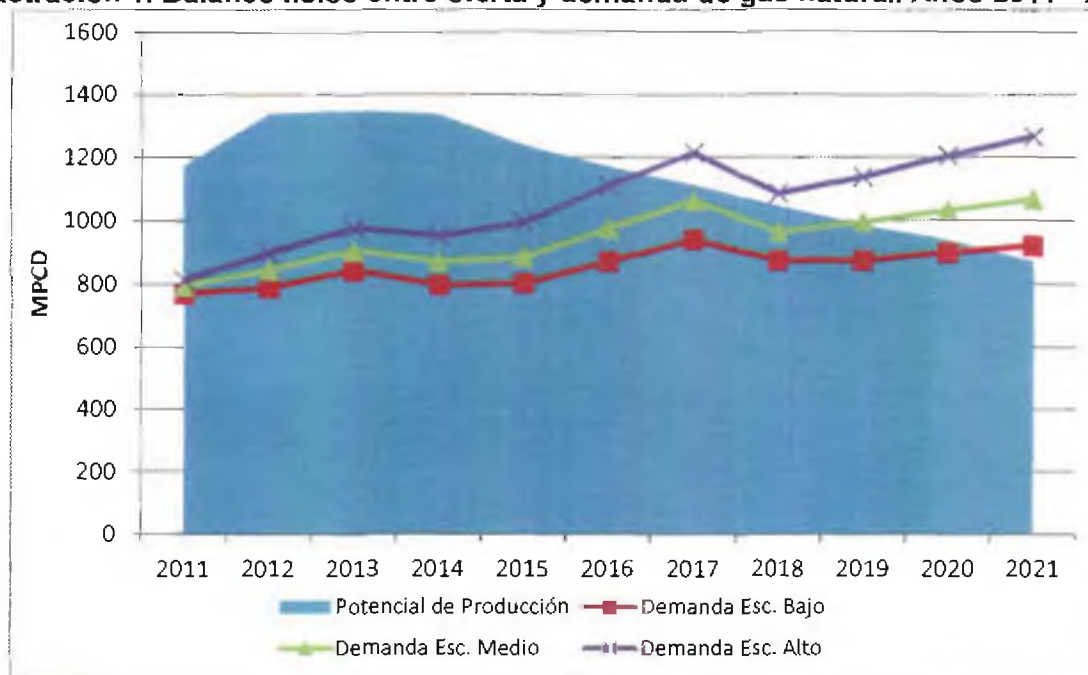
<sup>26</sup> Antes de la fusión, MOL tenía ya casi el control exclusivo sobre el acceso a los recursos de gas y la infraestructura húngara. MOL poseía las redes de transporte, todas las facilidades de almacenamiento de gas, y mantenía una posición quasi-monopolica en el mercado mayorista de gas. E. ON, a diferencia de MOL, tenía una fuerte posición en el mercado de suministro de gas y electricidad a usuario final en Hungría, vía control de 2 de cada 6 compañías de distribución regional (CDRs) de gas y 3 de la cada 6 CDRs de electricidad.

<sup>27</sup> Las cantidades de gas ofrecido respecto del total de gas para los años 2007/2008 hasta 2013/2014 representa aproximadamente 60% del tamaño del mercado para el suministro de gas a las plantas térmicas y 55% del tamaño del mercado para el suministro de gas a los grandes clientes industriales.

### Balance físico

En la Ilustración 1 se presenta el balance físico entre la oferta y la demanda de gas natural, para el período 2011 – 2021. Dicho balance se elaboró considerando los campos para los que se reportó el potencial de producción<sup>28</sup> en cumplimiento del artículo 9 del Decreto 2100 de 2011. La información de la oferta de gas natural corresponde a la publicada mediante la Resolución MME 12201 del 14 de octubre de 2011, mientras que la proyección de demanda de gas natural corresponde a la publicada por la UPME en diciembre de 2011.

**Ilustración 1. Balance físico entre oferta y demanda de gas natural. Años 2011 - 2021**



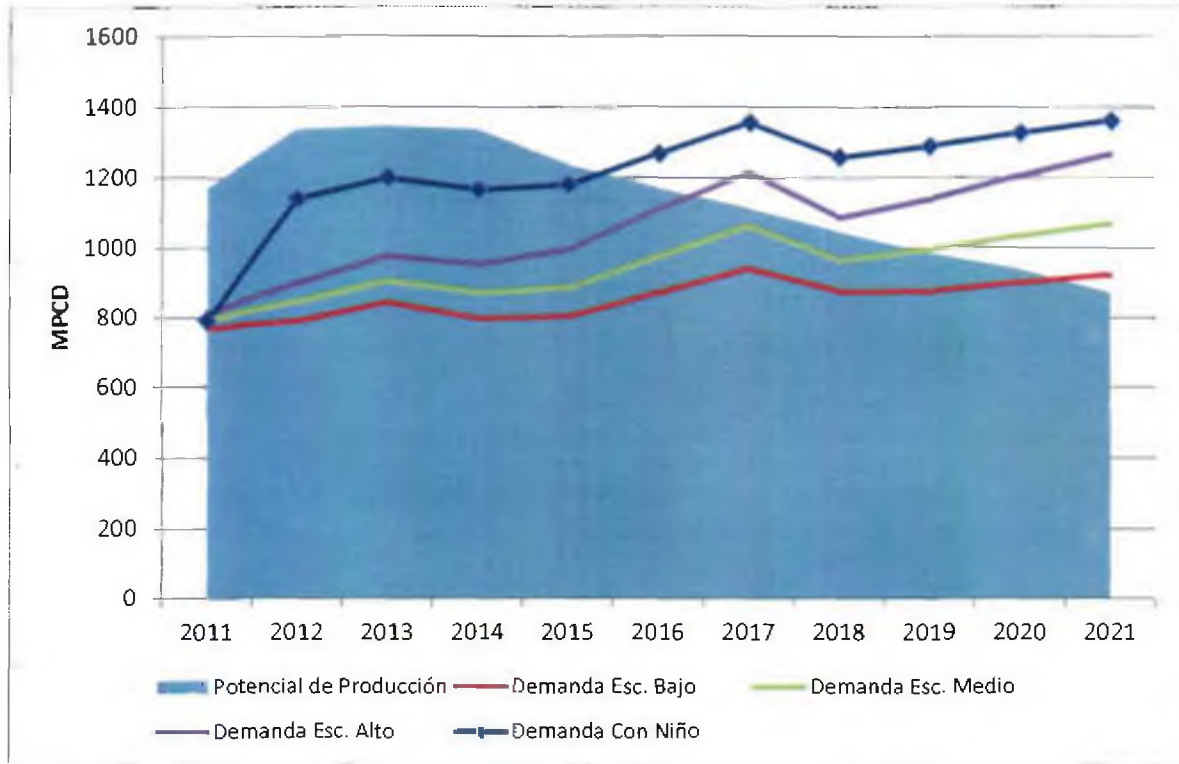
Fuente: MME y UPME; Elaboración CREG

En este balance físico se puede observar que de presentarse el escenario alto de demanda proyectado por la UPME, habría déficit de gas natural desde el último trimestre del año 2016. Si se diera el escenario medio de demanda el déficit se presentaría a principios del año 2019, en tanto que de presentarse el escenario bajo de demanda habría superávit hasta el tercer trimestre del año 2020.

Ahora bien, cuando se presenta el fenómeno de El Niño la demanda de gas natural experimenta un incremento considerable. De acuerdo con el estudio realizado por Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca, publicado mediante Circular CREG 011 de 2012, dicho incremento es de aproximadamente 295 MPCD. Así las cosas, en presencia del fenómeno de El Niño la oferta de gas natural sería insuficiente para satisfacer la demanda interna a partir del año 2016. Esto se muestra en la Ilustración 2.

<sup>28</sup> Ver definición del Decreto 2100 de 2011 para potencial de producción de gas natural.

**Ilustración 2. Balance físico entre oferta y demanda de gas natural, en presencia del fenómeno de El Niño. Años 2011 – 2021**



Fuente: MME, UPME y Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca; Elaboración CREG

Es de destacar que el Decreto 2100 de 2011 definió, entre otros, un nuevo marco de política pública sobre los intercambios internacionales de gas natural. Así, abrió espacio a que se pacten libremente compromisos de exportación de dicho hidrocarburo sin sujeción a los mecanismos de comercialización y a las condiciones contractuales que defina la CREG. De conformidad con lo previsto en el decreto mencionado, el Ministerio limitará las exportaciones cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas natural, situación que fue reglamentada mediante la Resolución MME 181704 de 2011.

Así mismo, el Decreto 2100 de 2011 previó la posibilidad de que la CREG implemente mecanismos para incentivar la importación de gas natural a fin de promover el abastecimiento de este energético. En efecto, desde el año 2011 la Comisión ha venido adoptando medidas tendientes a incentivar inversiones en infraestructura para la importación de gas natural, como alternativa para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica y la continuidad del servicio de gas natural.

De esta manera, es de esperar que el balance físico del mercado de gas natural dependa en un futuro no solamente de la oferta y la demanda local, sino también de la oferta y la demanda foránea. Así las cosas, en la medida en que se concreten posibles transacciones internacionales de gas natural, se prolongará la situación de superávit del mercado interno o se anticipará un eventual déficit. En cualquiera de estos dos

escenarios, es una labor de la Comisión definir los mecanismos que permitan la formación de precios eficientes del gas natural con destino al servicio público domiciliario.

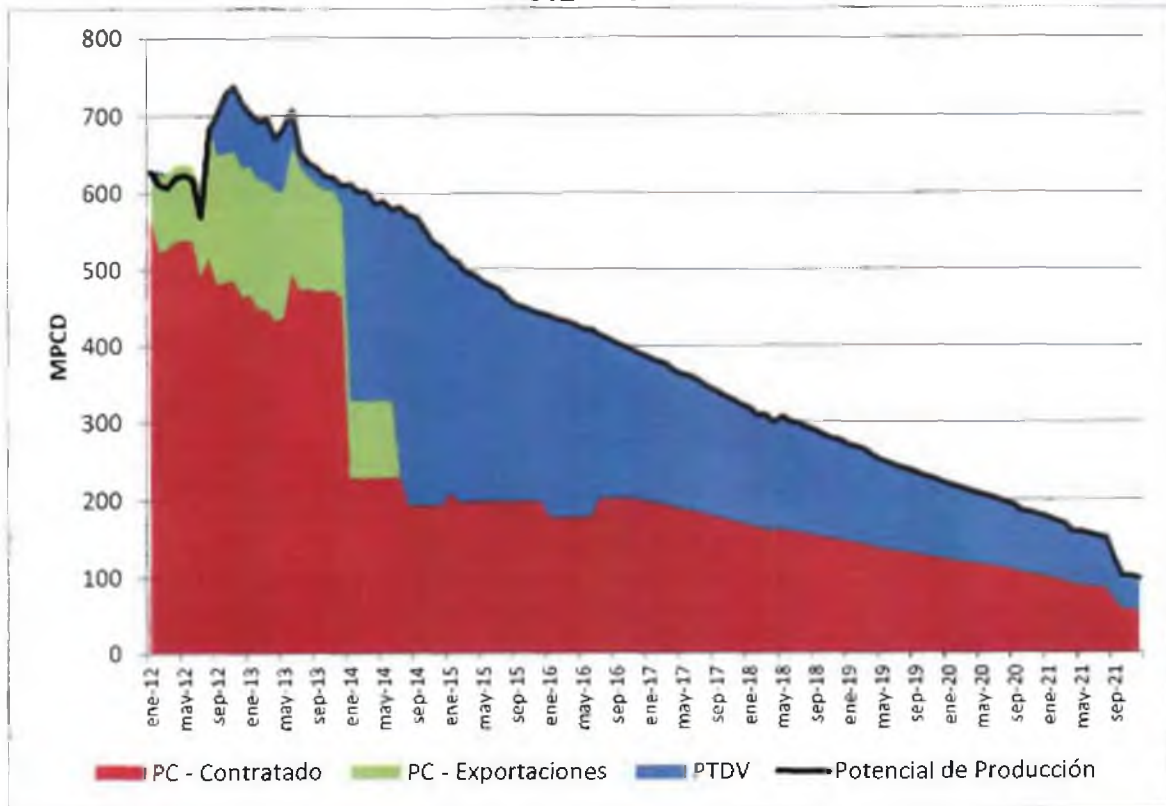
### Balance comercial

En las Ilustraciones 3 a 10 se presentan las cifras de potencial de producción, producción comprometida, PC, y producción total disponible para la venta, PTDV, declaradas por los productores al Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de lo previsto en el párrafo 1 del artículo 9 del Decreto 2100 de 2011. Esta información fue tomada de las Resoluciones MME 12201 de 2011 y 124219 de 2012.

### Campo o punto de entrada al SNT Ballena

En la Ilustración 3 se presenta el balance comercial en el punto de entrada al SNT Ballena. Allí se observa que el potencial de producción se encuentra totalmente contratado hasta el mes de septiembre del año 2012, momento a particular del cual se presenta disponibilidad de producción para la venta. A partir del año 2014 se observa una disminución de las exportaciones a Venezuela, las cuales finalizan completamente en junio de 2014. La producción disponible para la venta corresponde, aproximadamente, al 49% del potencial de producción del campo a partir de ese año.

**Ilustración 3. Producción del campo Ballena contratada en firme para el período 2012 – 2021**

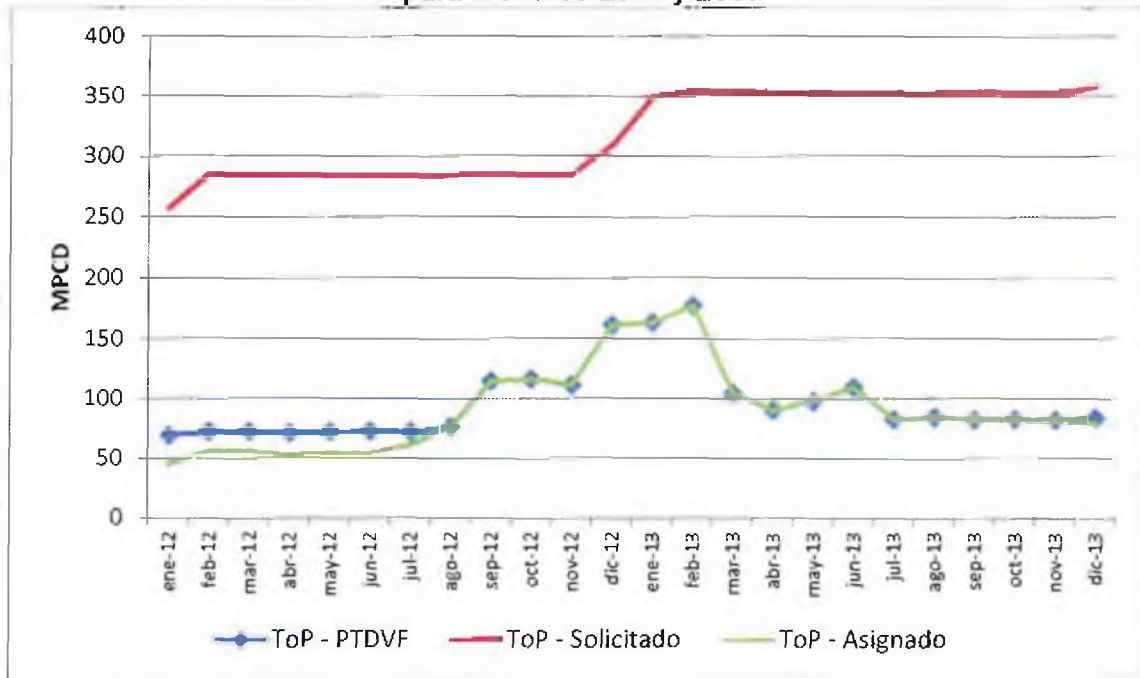


Fuente: MME; Elaboración CREG

Para el período de transición, correspondiente a los años 2012 y 2013, el cual fue regulado por las Resoluciones CREG 118 y 168 de 2011, a los productores de este campo le fueron solicitados contratos *take or pay* aproximadamente 3,5 veces por encima de la producción total disponible para la venta en firme, PTDF, como se muestra en la Ilustración 4. De las cantidades solicitadas, alrededor del 52% correspondió a demanda de la región de la costa Atlántica y el 48% restante a demanda del interior del país.

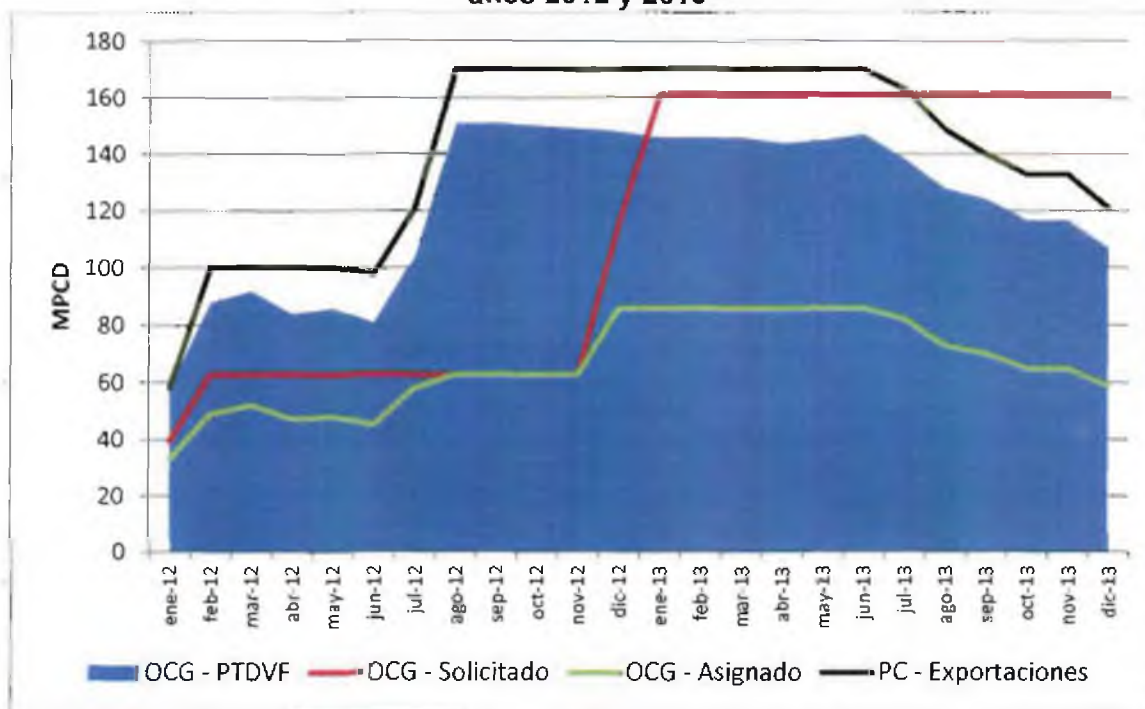
Entre tanto, los contratos de Opciones de Compra de Gas, OCG, ofrecidos por los productores en el punto de entrada Ballena correspondían a cantidades similares a la producción comprometida en exportaciones a Venezuela para ese mismo campo, como puede observarse en la Ilustración 5. Sin embargo, en la misma Ilustración se puede observar que las asignaciones de OCG son significativamente menores a las solicitadas y ofrecidas en el campo, particularmente para las asignaciones posteriores a noviembre del año 2012.

**Ilustración 4. Contratos *take or pay* solicitados y asignados en el campo Ballena para los años 2012 y 2013**



Fuente: Concentra (2012).

**Ilustración 5. Contratos OCG solicitados y asignados en el campo Ballena para los años 2012 y 2013**



Fuente: MME, Concentra (2012).

### Campos Cusiana y Cupiagua

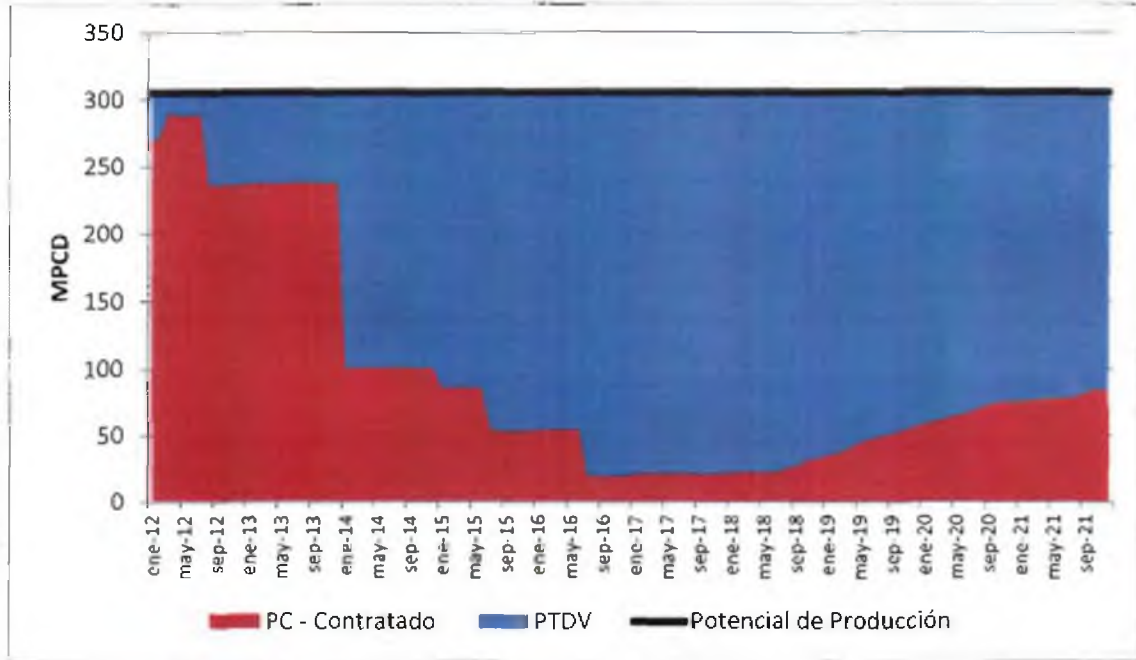
El potencial de producción de los campos Cusiana y Cupiagua representa aproximadamente el 35% del total nacional, lo que sumado a Ballena resulta en el 85% del total nacional. Esto de acuerdo con las cifras reportadas por los productores al MME como pronóstico hasta el año 2021.

En la Ilustración 6 se observa que el 93% del potencial de producción del campo Cusiana está contratado hasta el mes de julio de 2012, fecha en que la producción contratada disminuye a cerca del 80% del potencial de producción. La producción disponible para la venta a partir del año 2014 es, en promedio, el 82% del potencial de producción.

Por su parte, la producción comprometida del campo Cupiagua corresponde a aproximadamente el 75% del potencial de producción hasta diciembre de 2013. Como se observa en la Ilustración 7, a partir de esa fecha la producción disponible para la venta es, en promedio, el 52% del potencial de producción.

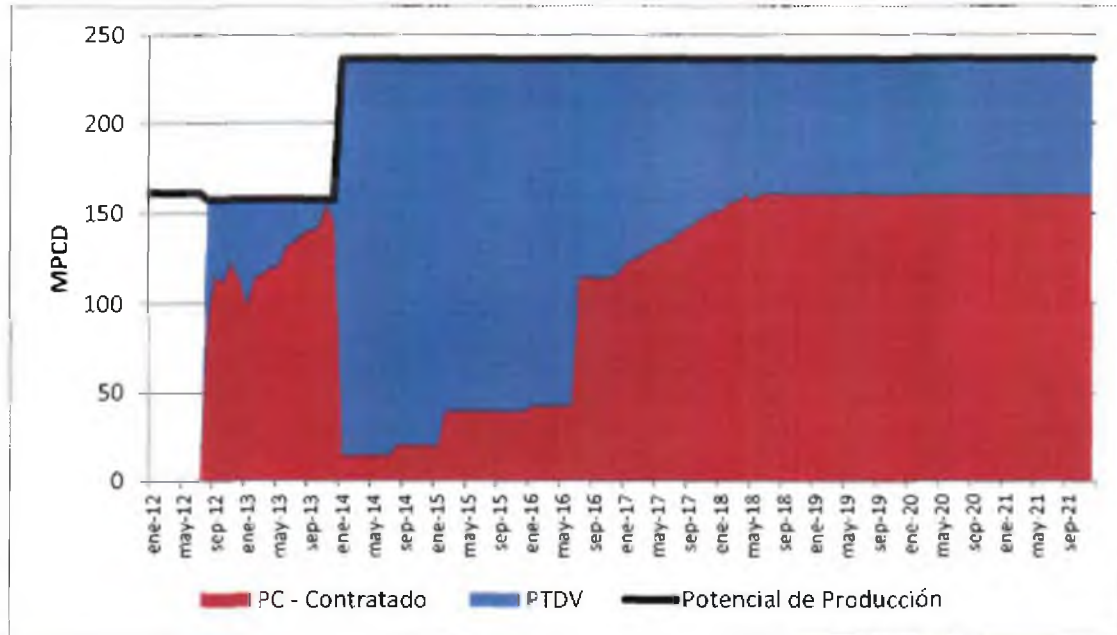
El 38% de la PTDF de estos campos durante el período de transición no fue comprometida, como se puede identificar en la Ilustración 8. Esta producción podría ser comercializada bajo los mecanismos señalados en este documento.

**Ilustración 6. Producción del campo Cusiana contratada en firme para el período 2012 – 2021**



Fuente: MME; Elaboración CREG

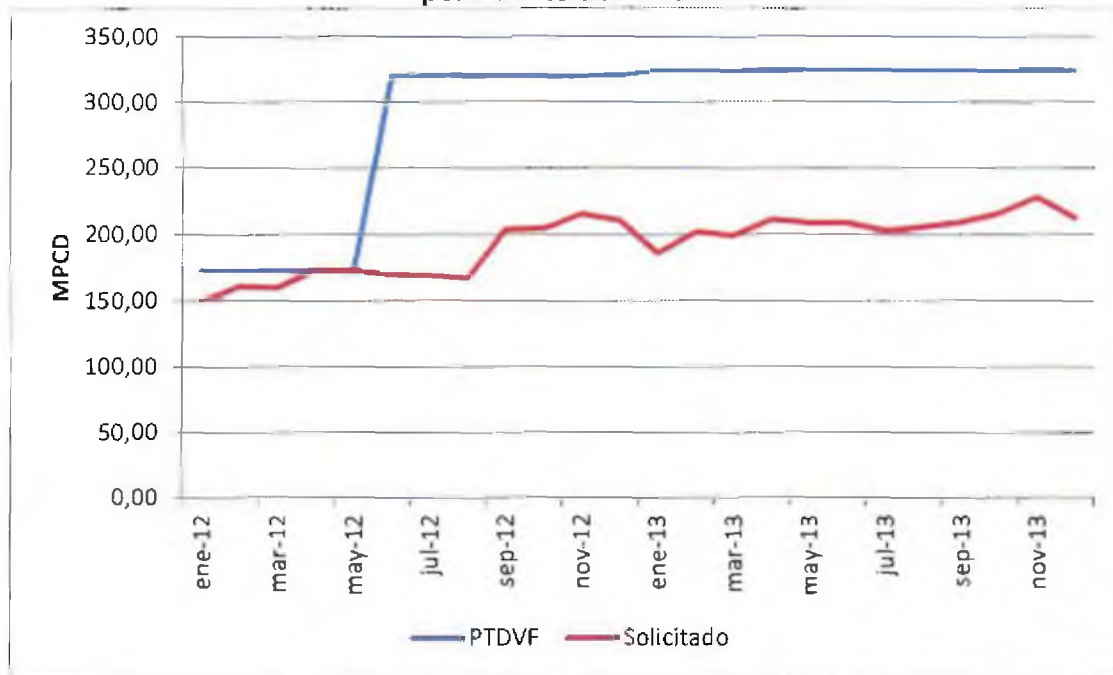
**Ilustración 7. Producción del campo Cupiagua contratada en firme para el período 2012 – 2021**



Fuente: MME; Elaboración CREG



**Ilustración 8. PTDFV y gas solicitado de los campos Cusiana y Cupiagua, durante el período de transición**



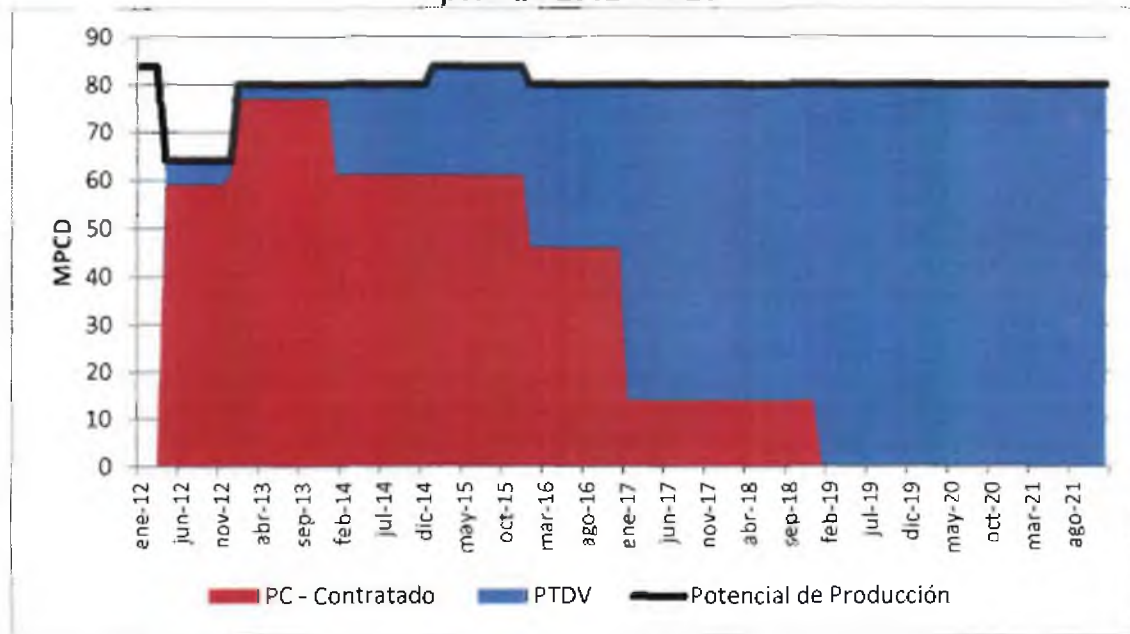
Fuente: Concentra (2012)

### Otros campos

El potencial de producción de los campos La Creciente y Gibraltar, sumado al potencial de producción de los puntos de entrada Ballena, Cusiana y Cupiagua, representa aproximadamente el 92% del potencial de producción nacional.

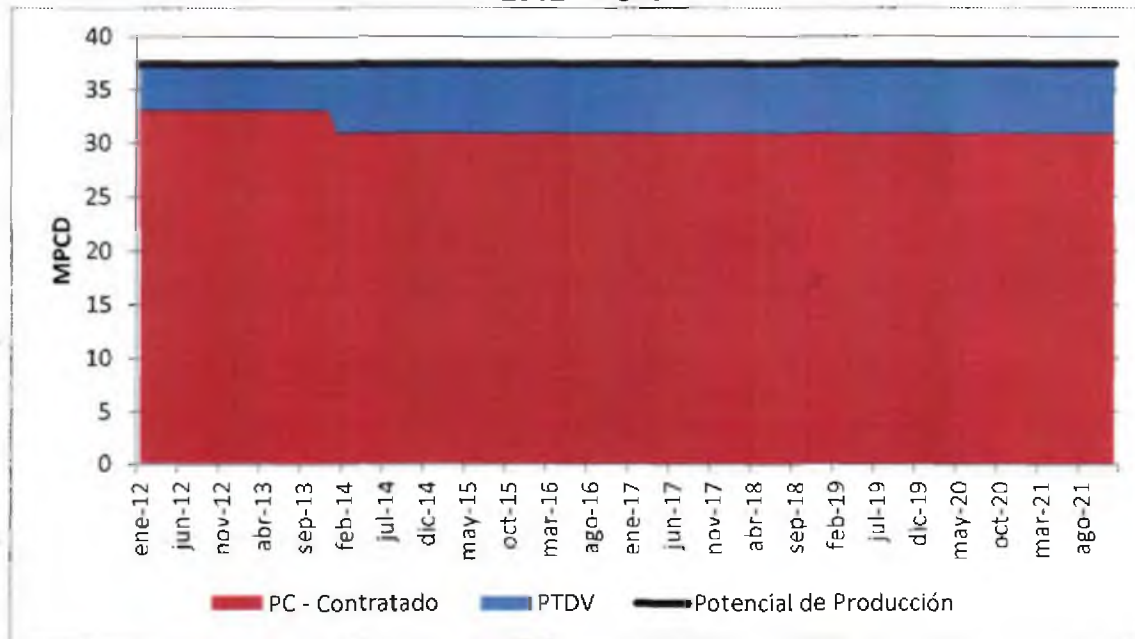
En la Ilustración 9 y en la Ilustración 10 se observa que para los campos La Creciente, y Gibraltar la producción comprometida hasta el año 2016 es mayor al 75% del potencial de producción. La producción disponible para la venta del campo La Creciente se incrementa hasta el 83% del potencial de producción después del año 2016 y al 100% a partir del año 2019.

**Ilustración 9. Producción del campo La Creciente contratada en firme para el período 2012 – 2021**



Fuente: MME; Elaboración CREG

**Ilustración 10. Producción del campo Gibraltar contratada en firme para el período 2012 – 2021**



Fuente: MME; Elaboración CREG

## 2.3 Mercados secundario y de corto plazo

A partir de 1999 la CREG introdujo en la regulación el concepto de mercado secundario bilateral físico de transporte y de suministro de gas natural. Regulatoriamente se estableció que este mercado físico se basaría en los sistemas de información desarrollados por cada uno de los transportadores a través de los Boletines Electrónicos de Operaciones, BEOs.

Hoy se observan las siguientes dificultades en este mercado:

- **Información dispersa en algunos aspectos e inexistente en otros:** La información operativa que puede ser relevante para el mercado secundario (e.g. cantidades contratadas, cantidades despachadas, capacidad de los sistemas) está dispersa, pues cada transportador publica en su BEO la parte pertinente. La información comercial o de transacciones en el mercado secundario (e.g. precios promedio y cantidades transadas) no se conoce a pesar de que es de público conocimiento la existencia de transacciones en este mercado. Esta opacidad del mercado resta eficiencia en las transacciones.
- **Iliquidez asociada a la heterogeneidad de contratos:** Los contratos transados en el secundario están basados o respaldados en contratos del primario. Los contratos del primario no tienen estandarización alguna, lo que resta liquidez al mercado primario y consecuentemente al mercado secundario.
- **No utilización plena de los sistemas de información existentes:** Regulatoriamente los BEOs se concibieron como la plataforma que facilitaría el desarrollo del mercado secundario. Con base en la información sobre mercado secundario publicada en los BEOs se colige que los agentes que transan en este mercado no usan plenamente esta herramienta (e.g. para publicar cantidades y precios promedio). Esta poca utilización podría asociarse a: i) aspectos de neutralidad que puedan visualizar los agentes dado que la plataforma es administrada por un jugador del mercado como es el transportador; y ii) el hecho de que no todos los participantes en este mercado están sujetos a la regulación (e.g. grandes consumidores industriales), de tal manera que su participación en los BEOs es voluntaria.

Con respecto al mercado de corto plazo, entendido como las ventas de corto plazo de capacidad de transporte por parte del transportador y suministro de gas por parte del productor-comercializador, bajo la modalidad interrumpible, se debe mencionar que la regulación no prohíbe que estos agentes vendan capacidad o suministro de gas bajo la modalidad interrumpible en el mercado primario. Esta situación ha generado preocupación en el mercado pues podría entenderse que el vendedor primario vende en el secundario los derechos de los compradores primarios.

La preocupación indicada se contrarrestó en 2010, para el caso de transporte, al establecerse que las ventas de capacidad firme más capacidad interrumpible no pueden

superar la capacidad máxima del gasoducto<sup>29</sup>. No obstante, para el caso de suministro esta preocupación sigue vigente.

En resumen, es necesario adoptar regulación tendiente a mejorar los siguientes aspectos del mercado secundario:

- La dispersión de información en algunos casos y la inexistencia de la misma en otros.
- La iliquidez asociada a la heterogeneidad de contratos.
- La no utilización plena de plataformas de información y transacciones.
- La preocupación del mercado sobre distorsiones ocasionadas por la participación del productor comercializador en el mercado secundario.

Se considera que el desarrollo de los mercados secundario y de corto plazo es fundamental para lograr mayores eficiencias en el suministro y transporte de gas natural. A continuación se hace un recuento de los antecedentes de los mencionados mercados y su funcionamiento.

### **2.3.1 Disposiciones regulatorias**

#### **a) El Reglamento Único de Transporte, Resolución CREG 071 de 1999.**

La regulación vigente (numeral 2.5 del RUT) estipula lo siguiente en relación con el mercado secundario de capacidad de transporte y suministro de gas:

#### **"2.5 MERCADO SECUNDARIO BILATERAL DE TRANSPORTE Y SUMINISTRO DE GAS**

Los Remitentes que tengan Capacidad Disponible Secundaria y Derechos de Suministro de Gas podrán comercializar libremente sus derechos contractuales con otros Remitentes, en los términos descritos a continuación. Estas operaciones darán origen al Mercado Secundario Bilateral de Transporte y Suministro de Gas, que podrá iniciarse a partir de la expedición de este Reglamento.

#### **2.5.1 Liberación de Capacidad Firme**

Los Remitentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, la Capacidad Firme que no vayan a utilizar en un período determinado.

El Remitente que vaya a liberar Capacidad Firme, debe indicar al CPC respectivo, los términos y condiciones de dicha operación, exceptuando el precio. El CPC publicará en el Boletín Electrónico de Operaciones –BEO- la oferta de liberación de capacidad, sus términos y condiciones, y el nombre del Remitente que libera capacidad. Dicha oferta se publicará en todos los Boletines Electrónicos de Operación del Sistema Nacional de Transporte.

En ningún caso, el Transportador podrá adquirir Capacidad Liberada en el Sistema Nacional de Transporte. El CPC deberá garantizar igualdad de condiciones en el despliegue de la

<sup>29</sup> Ver parágrafo 1 del artículo 28 de la Resolución CREG 126 de 2010.

información correspondiente a la Capacidad Disponible Primaria y a la Capacidad Disponible Secundaria.

Al efectuar la liberación, el Remitente Reemplazante podrá cambiar el Punto de Entrada y Salida del Contrato, con el visto bueno del CPC respectivo. Podrán realizarse desvíos, siempre y cuando no afecten los Contratos de Transporte de otros Remitentes u operaciones de liberación de capacidad previas, cancelando los costos adicionales, si los hubiese, al Transportador o a otro Remitente, de conformidad con los cargos de transporte aprobados por la CREG. Una vez el CPC respectivo determine la viabilidad técnica de la operación, la cual se efectuará antes del inicio del Ciclo de Nominación de Transporte para el siguiente Día de Gas, los precios y demás condiciones contractuales serán pactadas libremente entre las partes.

El Remitente que ha liberado Capacidad Firme asignará libremente dicha capacidad a los Remitentes Reemplazantes, y de realizarse la transacción, informará al CPC respectivo los precios y la capacidad correspondientes. El CPC publicará en el BEO, los volúmenes y precios transados, sin indicar los Agentes que intervinieron en la operación.

A menos que se acuerde la cesión del Contrato con el Transportador, esta operación no libera al Remitente de sus obligaciones contractuales. No obstante, el Remitente Reemplazante estará sujeto a las demás condiciones establecidas por este RUT.

### 2.5.2 Liberación de Derechos de Suministro de Gas

Los Agentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, Derechos de Suministro de gas que no vayan a utilizar en un período determinado.

El Agente que vaya a liberar Derechos de Suministro de gas, debe indicar al CPC respectivo, los términos y condiciones de dicha operación, exceptuando el precio. El CPC publicará en el Boletín Electrónico de Operaciones –BEO–, la oferta de liberación de Derechos de Suministro, sus términos y condiciones, y el nombre del Remitente que libera estos derechos. Dicha oferta se publicará en todos los Boletines Electrónicos de Operación del Sistema Nacional de Transporte. En ningún caso, los Productores-comercializadores podrán adquirir los Derechos de Suministro liberados. Los precios y demás condiciones contractuales para estas operaciones serán pactados libremente entre las partes.

El Agente que ha liberado Derechos de Suministro asignará libremente dichos derechos a los Agentes Reemplazantes, y de realizar la transacción informará al Productor-comercializador el Agente Reemplazante con quien realizó la transacción y al CPC respectivo los precios y volúmenes correspondientes. El CPC publicará en el BEO, las Cantidades de Energía y precios transados, sin indicar los Agentes que intervinieron en la operación. Al efectuar la liberación, el Agente Reemplazante podrá cambiar el Punto y/o Nodo de Salida del Contrato.

A menos que se acuerde la cesión del Contrato con el Productor-comercializador, esta operación no libera al Agente de sus obligaciones contractuales. No obstante, el Agente Reemplazante estará sujeto a las demás condiciones establecidas por este RUT".

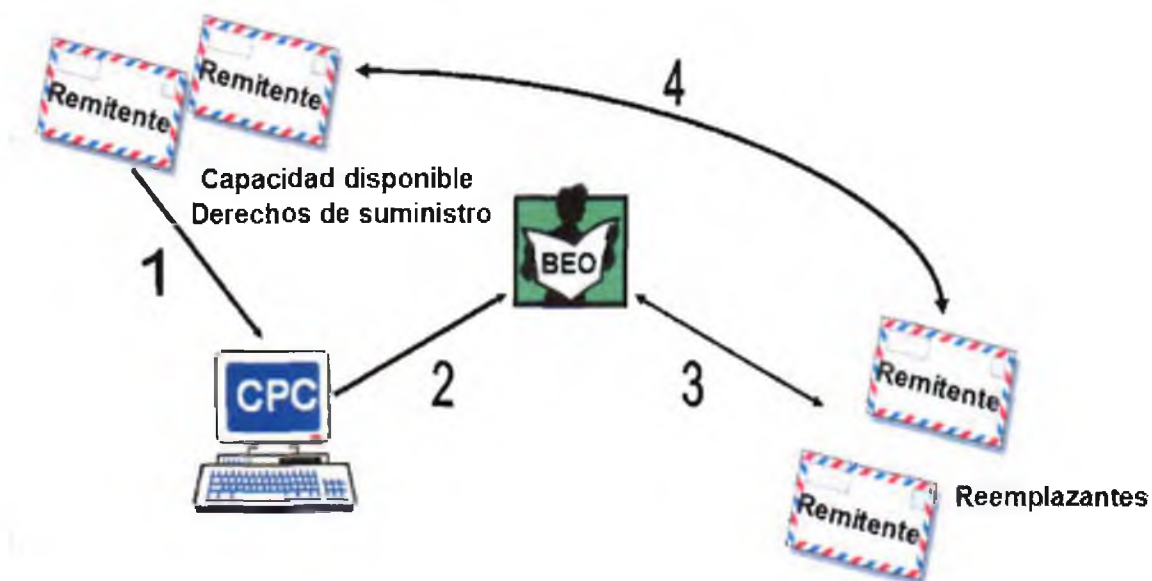
De acuerdo con el RUT se tiene la siguiente terminología relevante en el mercado secundario:

- **Remitente:** Persona natural o jurídica con la cual el transportador ha celebrado un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural.

- **Centro principal de control, CPC:** Centro perteneciente a los diferentes gasoductos que hagan parte del Sistema Nacional de Transporte, encargados de adelantar los procesos operacionales, comerciales y demás definidos por el RUT. En la práctica hay un CPC por cada transportador.
- **Boletín electrónico de operaciones, BEO:** Página web de libre acceso que despliega información comercial y operacional relacionada con los servicios de un transportador, en la cual se incluyen los cargos regulados y los convenidos entre agentes por servicios de transporte, el ciclo de nominación, el programa de transporte, las ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, las cuentas de balance de energía y demás información que establezca el RUT.
- **Remitente reemplazante:** Remitente que utiliza la capacidad liberada por un remitente con capacidad firme.

En la Ilustración 11 se esquematiza la operación del mercado según las anteriores disposiciones.

**Ilustración 11 Mercado secundario bilateral de capacidad de transporte y derechos de suministro**



De la Ilustración 11 se pueden resumir los siguientes cuatro (4) pasos en el desarrollo de una transacción del mercado secundario:

**Paso 1:** Los remitentes con capacidad disponible o con derechos de suministro de gas informan al CPC los términos y condiciones de la operación, excepto el precio. Así mismo, cuando se realice una transacción el remitente informa al CPC respectivo los precios y volúmenes correspondientes.

**Paso 2:** El transportador publica en el BEO las ofertas de liberación de capacidad y/o de suministro, sus términos y condiciones, y el nombre del remitente que libera la capacidad o derechos de suministro. Así mismo, el transportador publica en el BEO los volúmenes, las cantidades de energía y los precios transados sin indicar los agentes que intervinieron en la operación.

**Paso 3:** Los remitentes reemplazantes leen la información sobre las ofertas de liberación de capacidad y/o de suministro publicadas por el transportador en el BEO.

**Paso 4:** Los remitentes reemplazantes y los remitentes negocian libremente los precios y las cantidades según sus necesidades. El remitente que realice alguna transacción informará al CPC respectivo el precio y la cantidad transada.

Las transacciones del mercado secundario tienen lugar en cualquier momento y las partes pactan la duración de los productos que se transan en este mercado. La negociación es bilateral, y la información para ello es escasa y limitada. Otros elementos de este mercado son:

- La liberación de capacidad o derechos de suministro puede ser total o parcial, transitoria o permanente.
- No hay recompra por parte de productor-comercializador o del transportador. Nótese que desde el punto de vista regulatorio no hay restricción para que el transportador o el productor-comercializador puedan vender capacidad de transporte o suministro de gas respectivamente en el mercado secundario.
- El remitente original permanece como responsable del contrato.
- El remitente reemplazante debe cumplir con el RUT.

Cabe anotar que en la actualidad los generadores termoeléctricos a gas son los jugadores más importantes en el mercado secundario. Estos agentes transan en el mercado secundario la capacidad de transporte y las cantidades de gas que no utilizan cuando no son despachados en el sector eléctrico. También se debe indicar que una de las inquietudes generalizadas de los jugadores en este mercado (e.g. generadores termoeléctricos, industrias y distribuidores comercializadores) es la escasa información disponible sobre el mismo<sup>30</sup>.

#### **b) Propuesta de la Resolución CREG 080 de 2004**

Como se indicó anteriormente, la regulación vigente no prohíbe que el transportador o el productor-comercializador vendan capacidad o suministro de gas en el mercado secundario. Lo que la regulación restringe es la posibilidad de que el transportador recompre capacidad de transporte, y el productor-comercializador recompre derechos de suministro, liberados por los remitentes en el mercado secundario.

---

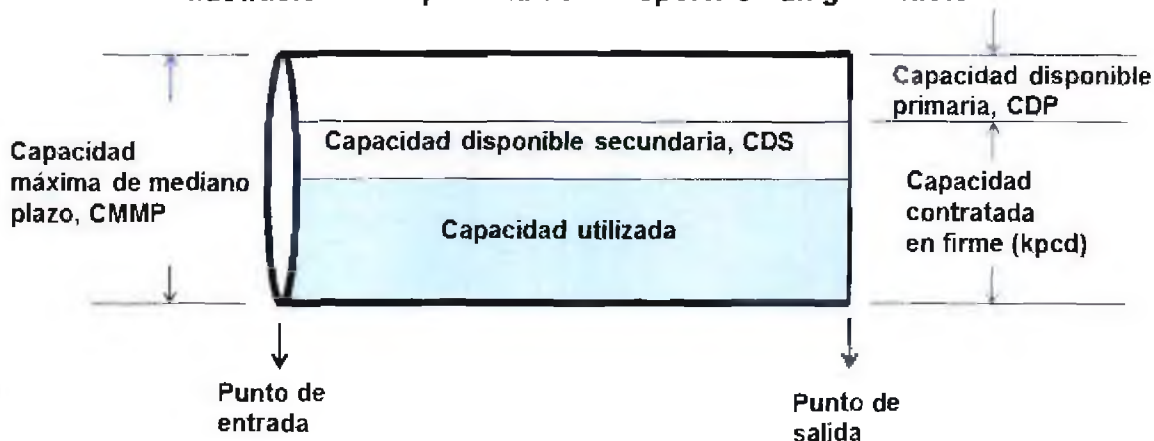
<sup>30</sup> A pesar del requerimiento regulatorio de publicar en los BEOs las cantidades y los precios de las transacciones, esta información no está disponible en los Boletines de los transportadores.

Con relación a la capacidad de transporte conviene retomar los principales conceptos asociados a la capacidad de un gasoducto, definidos por la regulación. En la Ilustración 12 se muestran estos conceptos.

Una de las inquietudes que surgió en su momento fue si el transportador podía vender en el mercado secundario, parcial o totalmente, la capacidad disponible secundaria (CDS) que no fuera ofrecida o liberada por los respectivos remitentes. De los análisis de esta inquietud, de lo cual hace parte una propuesta presentada por el CNO-Gas, surgió la propuesta adoptada mediante la Resolución CREG 080 de 2004<sup>31</sup>.

En síntesis, la propuesta de la Resolución CREG 080 de 2004 planteó la creación de un mercado diario 'spot' de capacidad de transporte interrumpible, el cual sería administrado y operado por cada transportador en su respectivo sistema de transporte (i.e. despeje, publicación de información, despachos, liquidación, recaudo y distribución de ingresos). Esta propuesta regulatoria aclaraba la participación del transportador con respecto a la capacidad disponible secundaria, CDS, que no fuera ofrecida o liberada por los respectivos remitentes.

**Ilustración 12 Capacidad de transporte en un gasoducto**



Dentro de los comentarios recibidos, y los análisis posteriores realizados por la Comisión, sobre la propuesta de la Resolución CREG 080 de 2004 se destaca lo siguiente<sup>32</sup>:

- Por razones de neutralidad y transparencia es inconveniente asignarle al transportador la administración del mercado 'spot' propuesto.
- Es deseable crear un mercado igual en el lado del suministro de gas.
- Es conveniente tener un administrador único e independiente para el mercado nacional.

La propuesta de la Resolución CREG 080 de 2004 no ha sido adoptada de manera definitiva por la Comisión. En general, esta propuesta no avanzó dado que carecía de

<sup>31</sup> Para mayor ilustración ver documento CREG 060 de 2004.

<sup>32</sup> Para mayor detalle ver expediente 2004-0004, *Mercado Spot de Gas Natural*.



elementos adecuados para el manejo de la información y no incluía la actividad de suministro de gas. El tema de desarrollo de mercados de corto plazo, tanto en capacidad de transporte como en suministro de gas, continúa en estudio.

Cabe anotar que la regulación vigente, específicamente desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 126 de 2010, prevé que el transportador sólo puede comprometer diariamente, a través de contratos interrumpibles la capacidad disponible primaria, CDP<sup>33</sup>. Es decir, el transportador no podría vender en el mercado secundario la capacidad disponible secundaria (CDS) que no fuera ofrecida o liberada por los respectivos remitentes. En todo caso la CREG podrá revisar lo anterior cuando se adopte la regulación de mercados de corto plazo.

### **2.3.2 Análisis y estudios de aspectos a mejorar**

El desempeño del mercado secundario en gas natural ha inquietado a todos los interesados, CREG, Ministerio de Minas y Energía, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y agentes. Se dice que este mercado es opaco pues no hay información adecuada para todos los agentes y por lo tanto no les permite tomar decisiones eficientes. La CREG ha analizado opciones y realizado estudios con el ánimo de adoptar regulación que permita mejorar el desempeño de este mercado, o crear otros mercados de corto plazo en el sector, como se describe más adelante en este documento. A continuación se resumen los resultados de estudios y análisis realizados tendientes a adoptar medidas regulatorias que contribuyan a resolver las dificultades anotadas anteriormente, a saber:

- La dispersión de información en algunos casos y la inexistencia de la misma en otros.
- La iliquidez asociada a la heterogeneidad de contratos.
- La no utilización plena de plataformas de información y transacciones.
- La preocupación del mercado sobre la participación del productor comercializador en el mercado secundario.

#### **2.3.2.1 Estudios y propuestas anteriores**

##### **a) Estudio TERA – COSENIT**

En 2007, la Unión Temporal TERA – COSENIT realizó para la CREG el estudio "*Análisis y desarrollo del mercado secundario de corto plazo 'spot' del sector de gas natural en Colombia*"<sup>34</sup>. En este estudio se propuso establecer un agregador de información de mercado que desarrolle un "sistema de información y la administración y gestión de indicadores de mercado de tal manera que los agentes dispongan de la información necesaria para la construcción de las ofertas de venta y posturas de compra tanto en suministro como en transporte".

<sup>33</sup> Esta medida tuvo origen en el artículo 11 del Decreto 2730 de 2010.

<sup>34</sup> Radicado CREG E-2008-002069.

El estudio indica que el 'agregador' de información debería consolidar y publicar información histórica, información en línea e información proyectada del sector.

El estudio de TERA – COSENIT indicó que dicho agregador de información debía ser un ente creado por Ley cuyo perfil y funciones pueden ser definidos por la CREG. El estudio analizó otros mecanismos para manejar la información mientras se crea el agregador de información, tales como un sistema de información del Ministerio de Minas y Energía o la UPME, el CNO-Gas, los BEOs, el operador del sector eléctrico y el SUI<sup>35</sup>.

En el estudio también se indicó que el manejo de la información de mercado en entidades gubernamentales y en los BEOs es poco adecuado por aspectos como neutralidad y oportunidad de la información.

Cabe anotar que el enfoque principal del estudio de TERA – COSENIT era hacia el desarrollo del mercado secundario de capacidad de transporte y suministro de gas. Es decir, este estudio no se enfocó hacia el desarrollo de otros mercados de corto plazo.

#### **b) Estudio realizado por consultores de Market Analysis Ltd. y de The Brattle Group**

En 2010 la CREG contrató consultores de las firmas *Market Analysis Ltd.* y *The Brattle Group* para realizar el diseño y la estructuración del mercado secundario y mercados de corto plazo en gas. Los objetivos específicos de esta contratación fueron:

- El diseño conceptual y la estructuración de un mercado secundario para el gas natural y para el transporte de este combustible.
- El diseño conceptual y la estructuración de mercados de corto plazo para el gas natural y para el transporte de este combustible.
- El diseño conceptual de la organización institucional requerida para la operación de los mercados indicados.

El estudio realizado por los consultores mencionados, en efecto planteó diversas alternativas para el desarrollo del mercado secundario y mercados de corto plazo de suministro y transporte de gas natural. Los resultados parciales y finales de dicho estudio, los cuales fueron sometidos a consideración de los interesados a través de diferentes medios<sup>36</sup>, son parte de los insumos tenidos en cuenta en la formulación de esta propuesta regulatoria.

---

<sup>35</sup> Sistema Único de Información administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

<sup>36</sup> Los informes fueron publicados mediante circulares de la CREG. Se realizaron varios talleres públicos en los que se presentaron los informes y se respondieron las preguntas de los asistentes. Adicionalmente, se realizaron sendas reuniones de trabajo con diversos agentes a fin de identificar qué aspectos de las transacciones en el mercado secundario y en el mercado de corto plazo requieren de mayor o menor intervención de la CREG, y con el propósito de tener un mejor entendimiento de los comentarios a los informes.

### 2.3.2.2 Experiencia Internacional

De acuerdo con Harbord et ál (2011a)<sup>37</sup>, en el ámbito internacional se diferencian las siguientes formas de realizar transacciones:

- i) **Transacciones bilaterales:** Corresponde a negociaciones entre dos individuos en que las partes acuerdan los elementos básicos del contrato (e.g. puntos de entrega, calidad, precios, cantidad, condiciones, etc.). Las transacciones bilaterales de grandes cantidades a largo plazo (e.g. 20 años) son la forma típica de comercialización en mercados no liberalizados. En la medida en que el mercado se liberaliza y madura se encuentran otras formas de transar a corto plazo.
- ii) **Transacciones OTC:** Corresponde a transacciones bilaterales estandarizadas en gran parte, no hechas a la medida como ocurre con las transacciones bilaterales descritas antes. Casi todos los términos y condiciones de la transacción están predeterminados, con excepción del precio, la cantidad y el período de entrega. Las cantidades son generalmente estandarizadas (e.g. lotes). Las transacciones OTC son las preferidas cuando la liquidez del producto que se transa es escasa.
- iii) **Transacciones basadas en Bolsa:** Las transacciones en Bolsa presentan las siguientes diferencias clave con respecto a las transacciones OTC:
  - a) El despeje de la transacción se hace en la Bolsa. Esto significa que la Bolsa, o una Cámara de Compensación, es la contraparte de la transacción y toma el riesgo de incumplimiento de alguna de las partes. Por ejemplo, si un remitente acordó comprar gas a un determinado precio, pero el vendedor entra en liquidación antes de honrar el contrato, entonces la Bolsa honrará el contrato en nombre del vendedor. En contraste, con las transacciones bilaterales las partes hacen sus propios acuerdos según su solvencia (e.g. garantías financieras).
  - b) La transacción basada en Bolsa es anónima. Es decir, el vendedor no sabe quién es el comprador y viceversa porque la contraparte es la Bolsa. Esto puede ser importante si las partes quieren mantener en secreto sus posiciones.
  - c) La Bolsa es un 'club' donde los participantes deben demostrar o cumplir unos requisitos mínimos para poder entrar. Estos requisitos pueden ser verificación crediticia, evidencia de tener sistemas gerenciales adecuados y que la firma se ajusta a la ley. En contraste, cualquier persona puede transar en el mercado OTC siempre que encuentra una contraparte dispuesta a hacerlo.
  - d) La Bolsa está sujeta a la supervisión y a los requerimientos de información de las autoridades financieras. En contraste, las transacciones OTC están sujetas a menos regulación y muchos de los participantes en este mercado no están sujetos a la supervisión de las autoridades financieras<sup>38</sup>.

<sup>37</sup> Informe publicado mediante la Circular CREG No. 011 de 2011.

<sup>38</sup> Se anota que en la Bolsa no hay factores intrínsecos que exijan un grado de regulación financiera mayor a aquél que pueda existir en las transacciones OTC. Esto corresponde a la forma en que ha evolucionado la legislación.

Harbord et ál (2011a) también describe el rol del agente denominado promotor de mercado<sup>39</sup>. La función de este agente en una Bolsa es asegurar la liquidez, lo cual hace a través de propuestas simultáneas de venta y de compra del gas. Por esto el promotor de mercado siempre está disponible para realizar una transacción incluso si el precio no es atractivo. El rol de este agente puede ser muy importante para crear liquidez en los primeros años de desarrollo de un mercado. Generalmente el promotor de mercado surge voluntariamente, pero puede haber casos en los que por razones de liquidez los reguladores exijan la participación de algún agente como promotor de mercado.

Con base en lo presentado por Harbord et ál (2011a), a continuación se describen aspectos relevantes de los principales mercados de gas natural en el ámbito internacional. Estos mercados comprenden los siguientes países: Gran Bretaña, Holanda, Alemania, Bélgica, Estados Unidos de América, Italia y Australia.

En la Tabla 1 se indican algunos elementos de la comercialización de gas en la mayoría de estos países. Se muestra una comparación de las transacciones OTC con respecto a transacciones bilaterales libres, siendo la primera opción la figura más utilizada en estos mercados.

**Tabla 1 Elementos de mercados de gas**

País	Centro de mercado	Cantidad transada (Dígas m <sup>3</sup> /a)	Operaciones front-office	Operaciones a plazo	Cantidad transada OTC
Gran Bretaña	NBP	1,263	Muy poco	25% a un año	Casi todo
Holanda	TTF	115	4xfísico	25% a un año	Casi todo
Alemania	Gaspool	59	Muy poco	ND	Casi todo
Alemania	NCG	79	Muy poco	ND	Casi todo
Bélgica	Zeebrugge	62	Muy poco	ND	Todo
Italia	PSV	45	Muy poco	ND	Todo
USA	Henry Hub	Aprox. 7,500	Aprox. 30xfísico	ND 2% a un año	Ambos

Fuente: adaptado de Harbord et al (2011a), tabla 6.1

**a) Gran Bretaña**

Gran Bretaña, GB, tiene uno de los mercados secundarios de gas y transporte más desarrollados en el mundo. Se destacan los siguientes aspectos:

<sup>39</sup> En la jerga anglosajona se denomina 'market maker'.

## Capacidad de transporte

- En relación con el transporte la regulación define un esquema de cargos de entrada y salida (i.e. esquema *entry-exit*) así como un punto virtual de transacciones denominado *National Balancing Point, NBP*. Bajo este esquema el gas que entra al sistema o al nodo NBP puede ser transado por cualquier agente sobre el nodo NBP y se extrae en cualquier punto de salida o *exit point*.
- A través de subastas el transportador vende capacidad primaria de transporte en los puntos de entrada del sistema. La capacidad de los puntos de salida se vende a precios regulados bajo la figura de que el primero que llega es el primero que se atiende<sup>40</sup>.

## Mercado de balances

- El transportador es el responsable de balancear diariamente el sistema de transporte. No obstante, hay incentivos de mercado para que los remitentes resuelvan sus desbalances cada día.
- En 1999 se creó un mecanismo de transacciones diarias denominado *On-the-day Commodity Market* u OCM. En el OCM los remitentes, e incluso el transportador, realizan transacciones para balancear el sistema de transporte en el corto plazo.
- Las transacciones en el OCM son físicas y se transan los siguientes tres productos:
  - *NBP Title*: involucra la transferencia de la propiedad del gas sobre el nodo NBP y puede o no involucrar cambio en el flujo físico del gas. Estas transacciones generalmente ocurren entre remitentes sin que el transportador intervenga.
  - *NBP Physical*: involucra cambio físico del flujo del gas. Las partes y el transportador saben dónde se presenta el cambio de flujo. En estas transacciones el transportador siempre es una contraparte.
  - *NBP Locational*: el gas se ofrece o se requiere en un punto de entrada o salida específico. El transportador usa este tipo de transacciones para balancear una parte específica de su sistema de transporte. En estas transacciones el transportador siempre es una contraparte.
- Si al terminar el día de gas los remitentes tomaron más gas del que inyectaron al sistema, éstos deben pagar al transportador el precio marginal del sistema (PMS) por el déficit de gas. El PMS es el mayor precio del gas transado ese día en el mercado OCM. Los remitentes que inyectaron más gas del que retiraron del sistema recibirán un pago basado en el menor precio de gas transado ese día en el mercado OCM. El uso de estos precios incentiva a que los remitentes realicen los balances.
- Las transacciones en el mercado OCM consideran lo siguiente: i) bloques de 29 Mwh y la transacción más pequeña debe hacerse por 3 bloques o 117 Mwh; ii) incremento o decremento mínimo que se puede presentar en el precio de una oferta de compra o

<sup>40</sup> *first-come-first served* en la jerga anglosajona.

suministro (e.g. 0,34 *pence/Mwh*); iii) a la fecha la compañía APX-Endex es el operador de mercado (OM) del mercado OCM; iv) las transacciones en la plataforma de APX son anónimas y esta compañía actúa como la contra parte en el despeje; y v) las transacciones utilizan el sistema de pantallas de APX.

### Principales instituciones en el mercado

- Adicional al mercado OCM existe una bolsa de gas denominada *NBP Gas Prompt Market*, operada por APX, en la que se ofrecen varios productos y APX gas actúa como contraparte. Según información suministrada por APX a la fecha de elaboración de este documento esta bolsa ha carecido de liquidez y la mayoría de las negociaciones en bolsa se hacen en el mercado OCM. En todo caso, la forma más común de transar gas en GB es a través del mercado OTC, el cual usa un contrato estándar (denominado NBP'97).
- La compañía *InterContinental Exchange, ICE*, dispone de un mercado de contratos futuros en el NBP. Este mercado incluye contratos mensuales, trimestrales y estacionales (verano/invierno). ICE despeja todas las transacciones, las cuales son físicas aunque la mayoría de los contratos se liquidan antes de la entrega.

### Disponibilidad de información sobre precios y transacciones

- La información del mercado de gas en GB se obtiene a través de las siguientes fuentes:
  1. Publicación comercial por suscripción que proporciona evaluaciones de precios del NBP. Tal evaluación se realiza con base en encuestas a los agentes que participan en el mercado OTC. Esta es una de las principales fuentes de información de precios.
  2. Publicación comercial de *Platts* que es una firma ampliamente reconocida en materia de publicación de información comercial. *Platts* realiza evaluación de precios a partir de información que obtiene diariamente, vía *e-mail* o telefónica, de corredores de bolsa, comercializadores, productores, distribuidores y usuarios finales.
  3. APX-Endex publica datos de precios promedios, máximos y mínimos del mercado OCM, y precios del mercado *NBP Gas Prompt Market*. Estos precios se obtienen de las transacciones reales en los respectivos mercados.
  4. ICE publica gratuitamente los últimos precios de todas sus transacciones así como el interés en aquellos productos puestos en su página web. También publica un índice de precio de gas calculado a partir del cierre de las transacciones del penúltimo día hábil de cada mes. Este índice se usa para liquidar contratos financieros y físicos.
  5. El transportador publica en su página web, entre otra, la siguiente información:

- i) Flujos agregados en el sistema de transporte
- ii) Demanda real y proyectada
- iii) Interrupciones
- iv) Variables del clima
- v) Reporte histórico de balances, incluyendo apertura y cierre de empaquetamiento
- vi) Niveles históricos de almacenamiento de gas
- vii) Flujos por terminal
- viii) Precios marginales y promedio del mercado OCM, sin publicar detalles de las transacciones individuales
- ix) Cantidad de gas transada en el mercado OCM, cantidad de transacciones y número de participantes

### **Participantes en el mercado**

Alrededor de 30 firmas participan diariamente en el mercado de GB y otras 50 que están presentes pero no participan activamente. Se pueden diferenciar cuatro grupos de firmas: i) los bancos y fondos como Citibank, JP Morgan, Credit Suisse, etc.; ii) productores como BP; iii) usuarios finales; y iv) comercializadores.

### **Roles y responsabilidades**

**El Transportador (*National Grid Gas, NGG*)** opera el sistema de transporte y mide y administra los cargos por desbalances.

**Los remitentes:** realizan las nominaciones al transportador, las cuales pueden presentar hasta con 30 días de anticipación al día de gas. Los remitentes también pueden renominar hasta las 4:00 de cada día de gas (el día de gas va de 6:00 a 6:00). Las nominaciones de entrada no necesariamente son iguales a las de salida pues el remitente puede inyectar gas al sistema para transarlo durante el día de gas.

**El operador de mercado (MO), en este caso APX-Endex:** nombra en nombre de los remitentes en el mercado OCM.

**Xoserve**, una compañía propiedad de NGG y algunos distribuidores, maneja el sistema de información que los remitentes utilizan para nominar. Esta compañía también administra la medición y realiza la facturación en nombre de los transportadores.

### **Nominaciones**

Los grandes consumidores deben enviar la nominación a las 13:00 del día anterior al día de gas. El transportador realiza la nominación para los pequeños usuarios (e.g. residenciales) a las 14:00 horas. Después de las 15:00 del día anterior al día de gas los remitentes pueden cambiar la nominación, o renominar, hasta las 4:00 del día de gas.

El transportador NGG aplica una penalidad a aquellos remitentes cuyas nominaciones difieran, por encima de tolerancias establecidas, de las cantidades extraídas o inyectadas

al sistema<sup>41</sup>. A los remitentes se les permite desviarse hasta un 3% de la nominación de entrada. Cuando la variación es mayor que 3% pero menor que 5%, el transportador le cobra al remitente el 2% del precio promedio del sistema sobre la cantidad desviada<sup>42</sup>. Para variaciones superiores al 5% el transportador cobra al remitente el 5% del precio promedio del sistema sobre la cantidad desviada. Situación similar se aplica para las nominaciones de salida pero considerando mayores tolerancias según el tipo de usuario.

### **Transacciones en el mercado secundario de transporte**

Los remitentes pueden vender capacidad en determinados puntos de entrada a cualquier otro remitente que la requiere, y en tal caso deberán informar al transportador sobre la transferencia de capacidad, la cantidad, el punto de entrada y el período de vigencia de la transferencia. Estas transacciones son privadas y las responsabilidades del remitente original con el transportador se mantienen. Por el momento los remitentes no pueden vender capacidad en puntos de salida. Los remitentes pueden publicar sus excedentes o necesidades de compra de capacidad en un boletín electrónico que no es una bolsa.

### **b) Holanda**

#### **Capacidad de transporte**

El sistema de transporte de Holanda es operado por *Gas Transport Services*, GTS, y está basado en un esquema de entrada y salida. Los remitentes pueden transar gas en un punto virtual denominado *Title Transfer Facility* o TTF.

#### **Mercado de desbalances**

El transportador GTS es responsable de mantener el balance del sistema. Distinto a lo que ocurre en GB, los remitentes en el sistema de Holanda tienen que balancear cada hora las entradas y salidas dentro de una tolerancia dada, así como mantener el balance diario dentro de una tolerancia menor a la anterior.

El transportador utiliza el *Balancing Price Ladder* (BPL) para establecer los precios de desbalance. El BPL es un mercado en el que los remitentes hacen ofertas de venta o compra de gas, según sus necesidades, y la contraparte siempre es el transportador. El transportador utiliza como precio de desbalance el precio marginal de este mercado. Los remitentes también pueden ajustar desbalances en el mercado bilateral (entre remitentes) diario.

#### **Principales instituciones en el mercado**

APX-Endex opera los mercados de corto plazo en Holanda, lo cual incluye el despeje de los mismos. Esta compañía también opera un mercado de futuros y despeja un mercado *OTC forward*. Igual a lo que sucede en GB, la mayoría de las transacciones en Holanda se presentan en el mercado OTC en el TTF.

---

<sup>41</sup> Esta situación se define en el RUT como *Variaciones de Entrada y Variaciones de Salida*.

<sup>42</sup> El precio promedio del sistema es el precio promedio de todas las transacciones en el mercado OCM.



Uno de las mayores empresas de prestación de servicios en Holanda actúa como promotor de mercado en el mercado de corto plazo.

### **Precios e información disponible**

La información de precios está disponible en publicaciones especializadas como *Platts*. Adicionalmente APX-Endex publica los resultados de los precios obtenidos en su plataforma y los resúmenes del volumen de transacciones ocurridas cada mes en el mercado spot y en el de futuros.

El transportador GTS publica la información sobre precios promedio utilizados para cerrar los desbalances. Así mismo publica información sobre capacidad de transporte disponible, volúmenes transados, consumos horarios, datos históricos de demanda, importaciones, exportaciones, producción y desbalances físicos, mantenimientos programados, estimativo de la capacidad firme disponible anualmente para los siguientes 10 años.

### **Principales participantes en el mercado**

Hay cerca de 80 participantes activos en el TTF que realizan transacciones a través del mecanismo de OTC o el de bolsa. Se tienen 26 miembros registrados en el mercado de corto plazo y 45 miembros en el mercado de futuros.

### **Roles y responsabilidades**

En Holanda los remitentes son quienes usan el sistema, el transportador opera el sistema y APX-Endex opera el mercado. El transportador tiene la responsabilidad de balancear el sistema cada hora. El transportador también es el proveedor de última instancia ante el evento de temperaturas muy bajas cuando la demanda crece mucho y ante el evento de bancarrota de algún proveedor del servicio.

Los remitentes deben realizar las nominaciones e informar al transportador sobre las transacciones realizadas.

### **Nominaciones**

Las nominaciones se realizan para cada punto de entrada y salida. Las renominaciones se deben hacer con dos horas de anticipación al momento de entrega. Las transacciones en el mercado se deben notificar al transportador a través de una nominación.

### **Transacciones en el mercado secundario de transporte**

En Holanda los remitentes pueden comercializar capacidad de entrada o de salida según reglas establecidas en el *Código de Transporte*. Los transportadores operan un boletín electrónico donde los remitentes pueden publicar sus ofertas de compra y venta de capacidad a partir de lo cual surgen las transacciones bilaterales. Los pagos relacionados con estas transacciones tienen lugar de manera bilateral.

Las transacciones se realizan únicamente entre remitentes y el remitente que compra la capacidad asume todas las obligaciones que tenía el remitente original con el transportador (i.e. hay transferencia de obligaciones).

### **c) Alemania**

Alemania se parece a Colombia en el sentido de tener varios transportadores en su territorio. Alemania también se caracteriza por tener varios mercados segmentados o áreas de mercado según la propiedad de los sistemas de transporte. Al momento de elaborar este documento hay seis áreas de mercado en Alemania.

#### **Capacidad de transporte**

A partir de 2006 todos los transportadores usan el mecanismo de entrada y salida para asignar capacidad. Antes se utilizaba el sistema punto a punto. El nuevo mecanismo de entrada y salida se estableció como medida para promover el desarrollo de mercados y la competencia en los mismos.

#### **Acuerdos de balances**

El sistema de Alemania realiza balances diarios, de tal forma que los remitentes deben ajustar sus entradas y salidas durante el día de gas. Para hacer esto los remitentes, según sus necesidades, compran o venden gas al operador de la red. El precio de venta de gas es el 90% del segundo precio más bajo de NBP (el mercado de GB), TTF (mercado de Holanda), y las dos principales áreas de mercado de Alemania. Gaspool y NCG. El precio de compra es el 110% del segundo precio más alto en los mismos mercados. Para manejar los balances diarios y horarios los remitentes pueden realizar transacciones entre ellos y en el mercado de corto plazo.

En todo caso el transportador tiene la responsabilidad de mantener el balance del sistema todos los días de gas. Para ello los transportadores realizan compras de gas en el mercado de corto plazo y trasladan los costos a los remitentes en proporción a los volúmenes transportados.

#### **Principales instituciones en el mercado**

En Alemania hay mercado OTC en cada una de las seis áreas de mercado existentes. El *European Energy Exchange* o el EEX comercializan varios productos de gas que se entregan en los NCG y Gaspool. Estos productos son físicos y su transacción es continua. EEX también realiza una subasta diaria para paquetes de pequeñas cantidades de gas (1 MW frente al mínimo de 10 MW requerido en la plataforma de transacciones continuas). La compañía *EDF Trading Limited* actúa como el promotor de mercado para las transacciones en el EEX.

#### **Roles y responsabilidades**

Los remitentes tienen la responsabilidad de nominar de tal forma que deben estimar las cantidades de gas que consumirán los grandes consumidores que tienen medición diaria. Los operadores de la red estiman el perfil estándar de carga de aquellos usuarios que no

requieren medición diaria. Estos perfiles se envían a los remitentes que entregan en la red los volúmenes de gas necesarios para estos usuarios.

Los compradores y vendedores en el mercado OTC deben reportar al operador de red las nominaciones resultantes de la transferencia de capacidad.

### **Transacciones en el mercado secundario de transporte**

Los usuarios de la red compran y venden capacidad de transporte en una plataforma basada en internet, la cual se denomina *trac-x*. En esta página los usuarios pueden consultar la cantidad de capacidad disponible en cada punto de la red y las ofertas de compra y venta de capacidad. La capacidad se puede transar para períodos desde un día hasta de 16 años. De la misma manera que se hace en GB, al vender la capacidad se transfieren todos los derechos y obligaciones al nuevo propietario de esa capacidad.

### **d) Bélgica**

#### **Capacidad de transporte**

Bélgica tiene un sistema de entrada y salida, pero su sistema está dividido en cuatro zonas de tal manera que los remitentes tienen que reservar capacidad entre zonas. No hay nodo virtual en este sistema.

#### **Acuerdos de balance**

Se destacan los siguientes elementos:

- Los balances se hacen en cada zona y de manera horaria, diaria y acumulado diario.
- Los remitentes están sometidos a penalidades cuando los desbalances superan un nivel de tolerancia preestablecido.
- La penalidad está basada en un valor de mercado para el gas, tomado del 'hub' físico de Bélgica, denominado Zeebrugge.
- Los remitentes pueden ajustar sus desbalances comprando gas en el mercado secundario.
- El transportador compra y vende gas para balancear el sistema, pero no hay un mercado de balances. Las transacciones son bilaterales entre los remitentes.

#### **Principales instituciones en el mercado**

La comercialización de gas en Bélgica es dominada por el nodo o 'hub' de Zeebrugge, que es uno de los mayores puntos de transacciones físicas de gas en Europa. El operador de este 'hub' es una compañía independiente del transportador, llamada Huberator. La mayoría de las transacciones en Zeebrugge son OTC, no obstante que APX-Endex opera una bolsa para transacciones de corto plazo en Zeebrugge.

## Principales participantes en el mercado

Hay alrededor de 80 remitentes registrados en el nodo de Zeebrugge. Esto incluye productores, comercializadores, bancos y otras instituciones financieras.

## Nominación diaria

El usuario le comunica al transportador la nominación inicial para cada punto de entrada, suministro y/o de transferencia (si aplica), antes de las 14:00 del día anterior, la cual debe ser confirmada por el transportador. Si es el caso, el usuario debe comunicar las renominaciones para cada tipo de punto y debe ser confirmada la última (re)nominación por el transportador. En caso de no haber renominaciones, la última nominación se considera igual al valor confirmado en la nominación inicial.

## Cargos por desviación de nominaciones

- Zona de entrada

Para zonas de entrada los cargos por desvío de nominación son calculados en una base diaria, y cada zona de entrada es calculada de forma separada. No se aplica cargo si la nominación de volumen del día está dentro del 10% del flujo actual diario. Cualquier valor que se exceda incurre en un cargo por desviación, que se calcula como 0.1% del exceso multiplicado por el 'precio estándar del gas' de 0.02 €/kWh.

- Puntos de suministro

Los cargos por desviación de nominaciones de puntos de suministro se calculan con base horaria. Para cada punto de suministro donde el máximo derecho de servicio de transporte MTSR (por sus siglas en inglés<sup>43</sup>) es mayor o igual a 30,000 m<sup>3</sup>(n)/h<sup>44</sup> y el punto de suministro no es una 'estación de recibimiento agregada', la diferencia entre la última nominación y el volumen real no debe exceder 100,000 kWh para cada hora.

Para todo el resto de puntos de suministro, la tolerancia permitida es la mayor entre 30,000 m<sup>3</sup>(n)/h y el 10% del máximo derecho de servicio de transporte disponible<sup>45</sup> por el usuario de la red.

En ambos casos, cualquier excedente sobre el valor de tolerancia incurre en un cargo por desvío de nominación que se calcula como 0.1% del exceso multiplicado por el 'precio de gas estándar' de 0.02€/kWh.

---

<sup>43</sup> Maximum Transport Service Right.

<sup>44</sup> Metros cúbicos por hora en condiciones normales (estándar) de temperatura y presión.

<sup>45</sup> Corresponde al MTSR menos cualquier capacidad interrumpida de la cual ha sido informado el usuario por parte del transportador.

## Comercialización de la capacidad de tránsito.

La capacidad de tránsito primaria y secundaria se transa mediante una plataforma llamada capsquare. Este es un esfuerzo conjunto con GRTgaz, y permite el comercio de la capacidad de transporte entre Francia y Bélgica.

- Venta: si el usuario acapara capacidad que no tiene intención de usar, puede darse cuenta del precio del mercado vendiendo mediante la plataforma capsquare.
- Compra: si el usuario está buscando comprar capacidad, capsquare le ofrece una alternativa al mercado primario estándar.

### e) Italia

#### Capacidad de transporte

El operador del sistema de transporte italiano Snam Rete Gas (SRG) definió un sistema de entrada y salida de capacidad de transporte. Los remitentes pueden transar gas en los puntos de entrada, en los puntos de salida en 'puerta de ciudad', o en el punto de intercambio virtual (*Punto di Scambio Virtuale* - PSV) establecido en octubre de 2003. Las transacciones en el PSV se han incrementado considerablemente desde su creación, en particular, los comerciantes pequeños y muy pequeños que venden menos de 0.1 Gm<sup>3</sup>, compraron el 35% de su gas en el PSV<sup>46</sup> en 2009.

#### Acuerdos de Balance

Actualmente SRG es el responsable del balance comercial y físico del sistema de gas italiano y de la gestión de los desbalances diarios del sistema, principalmente a través del almacenamiento de gas. SRG verifica el balance comercial de los remitentes diariamente. El sistema italiano difiere de otros sistemas discutidos previamente en que no existe un mercado de compensación. En cambio, SRG fuerza el equilibrio de los remitentes inyectando gas en un sistema de almacenamiento en nombre del remitente cuando están largos<sup>47</sup> y retirando cuando están cortos<sup>48</sup>. Dado que los remitentes nunca presentan desbalances, no existen cobros asociados. Sin embargo, los remitentes deben pagar por la capacidad de almacenamiento que SGR hace en su nombre. Los remitentes también pueden comprar directamente el almacenamiento (que SRG utiliza para solucionarles los desbalances) o, si no les es posible, pueden pagar a SRG penalidades progresivas según el porcentaje de desviación. Los remitentes pueden negociar en el PSV para tratar de reducir su posición de desbalance y por lo tanto los costos de almacenamiento.

No obstante, este sistema de balance ha de ser reformado. En el 2010, la autoridad de energía italiana publicó tres documentos de consulta, dentro de los cuales se incluye una propuesta para reformar el sistema de balance, con el fin de crear un mercado de

<sup>46</sup>Reporte anual AEEG 2010, p.141

<sup>47</sup>En finanzas, una posición larga en un instrumento financiero, como una acción o un bono, o equivalentemente estar largo en un instrumento financiero, significa que el tenedor de la posición posee el instrumento financiero y tendrá un beneficio si el precio del instrumento aumenta. Fuente: [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

<sup>48</sup>En finanzas, venta corta (del inglés short selling) es la práctica de venta de activos, generalmente valores financieros, que han sido tomados en préstamo de un tercero (generalmente un broker) con la intención de comprar idénticos valores en una fecha posterior para devolvérselos a ese tercero. Fuente: [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

balances basado en criterios económicos. Los documentos sugieren mantener el almacenamiento como la herramienta de equilibrio único, al menos durante la puesta en marcha del mercado de balance.

### **Principales instituciones en el mercado**

Actualmente hay tres instituciones principales en el mercado italiano: el PSV, el P-Gas y el M-Gas.

- PSV

Creado en octubre de 2003, PVS es un nodo virtual gestionado por el operador del sistema (SRG) para transacciones bilaterales. Se creó inicialmente como una herramienta para los remitentes por medio de la cual pudiesen equilibrar sus posiciones con intercambios y transacciones durante el día de gas. Con el tiempo se ha convertido en un mecanismo de negociación de contratos de más largo plazo que no tienen relación con el balance de gas. Como complemento a la plataforma PVS, SRG maneja un boletín donde puede publicarse las ofertas de productos básicos. Sin embargo, las transacciones publicadas no son estandarizadas y SRG no es responsable de su liquidación.

- Plataforma P-Gas

Creada en mayo de 2010, P-Gas es una plataforma gestionada por el operador del mercado eléctrico – GME. La plataforma P-Gas es un paso transitorio hacia la creación de un mercado de intercambio de gas ‘completo’ y dejará de funcionar una vez esté plenamente operativo este mercado. Los usuarios deben estar registrados en PSV, pues todas las transacciones se registran luego allí. GME no es contraparte en las transacciones registradas en la plataforma, ni realiza balances.

- Bolsa M-Gas

El Mercado de Gas (M-Gas) comenzó en diciembre de 2010, como paso seguido de la creación de P-Gas. Es únicamente un mercado spot que ofrece dos productos: gas para el día siguiente y para el mismo día. En este caso GME actúa como contraparte y provee el servicio de balance. Las transacciones para gas para el ‘día siguiente’ se realizan en dos sesiones: la primera corresponde a transacciones continuas durante un período de tiempo que empieza a las 8:00 am del día D-3 y termina a las 10:00 am del día D-1; y la segunda consiste en transacciones se realizan por medio de subastas, con duración de 1 hora a partir de las 10:00 am del día D-1. Las transacciones para el mismo día se llevan a cabo igualmente por subastas.

### **Precio y disponibilidad de información**

GME, el operador del mercado, publica la lista de usuarios con permiso para tranzar en P-Gas y M-Gas. Asimismo publica el precio promedio negociado para cada día y para cada tipo de contrato (en términos de duración del mismo), el número de contratos y los volúmenes de gas tranzados. La información disponible es muy poca debido a la reciente creación del mercado.

En la página web de SRG se publica la siguiente información:

- Número de transacciones mensuales y volúmenes negociados, en la plataforma PSV
- Cada año térmico, un resumen de las capacidades reservadas por más de un año en cada punto de entrada.
- Un resumen mensual de la capacidad reservada y disponible para cada punto de entrada y salida, en los meses restantes al año térmico.
- Flujos diarios de volumen en cada punto de entrada (incluyendo fronterizo, almacenamiento, producción nacional) y por clasificación de consumo (industrial, termoeléctrico, red de distribución).

#### f) Estados Unidos

En el mercado de gas de los Estados Unidos participa un amplio número de agentes. Dicho mercado cuenta con regulación tanto a nivel local, es decir por estados, como a nivel nacional (normas federales). Las normas mencionadas en este apartado se refieren a las federales que aplican a todas los transportadores interestatales y buena parte del detalle es presentado a modo de ejemplo ya que puede variar entre las diferentes transportadoras de gas.

#### Derechos de transporte

Los transportadores venden derechos de transporte por trayectos, de un punto de entrada A a un punto de salida B, aunque en ocasiones ofrecen cierta flexibilidad en cuanto a la inyección exacta y puntos de retiro, que a su juicio consideren *razonable*.

#### Acuerdos de balance

La Comisión Reguladora de Energía Federal, FERC<sup>49</sup>, no establece normas sobre mecanismos de balance. En su lugar, las reglas de balance de cada transportadora hacen parte de su tarifa<sup>50</sup> que debe ser aprobada por la FERC. Muchos transportadores realizan balances mensuales, de forma que los remitentes deben equilibrar su balance de gas durante el mes y tienen la oportunidad de tranzar sus desbalances entre ellos con el fin de equilibrarse. En ese orden de ideas, los transportadores cobrarán una penalización a los remitentes cuando presenten diferencias significativas (conforme a un rango de tolerancia). Adicionalmente, los transportadores tienen la posibilidad de dirigir a los remitentes que se encuentren en desbalance a través de "órdenes de flujos operacionales" para ajustar las nominaciones de dichos remitentes cuando la integridad de los gasoductos así lo hace necesario. Una forma de evitar penalizaciones por desbalances es mediante el servicio de "parqueo", equivalente a un producto del almacenamiento de gas.

---

<sup>49</sup> *Federal Energy Regulatory Commission.*

<sup>50</sup> La tarifa no sólo contiene los cargos de transporte sino también todos los términos y condiciones bajo los cuales el transportador ofrece su capacidad, incluyendo, por ejemplo, los acuerdos de balance.

## Principales Instituciones en el mercado

La mayoría del gas negociado en los Estados Unidos es referenciado al 'Henry Hub', un hub físico y de gran liquidez localizado en Louisiana. A pesar de haber un importante número de transacciones OTC —a diferencia de la Unión Europea— la mayoría de volúmenes en los Estados Unidos es negociado en bolsa. El *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) presentó por primera vez futuros Henry Hub en 1990. Los contratos de NYMEX son físicos, de forma que los mismos resultan en una entrega física de gas en Henry Hub si son tenidos hasta su madurez. Sin embargo, la mayoría de los contratos son liquidados financieramente.

Aparte de los contratos Henry Hub en el NYMEX, el ICE<sup>51</sup> comercializa gas de Henry Hub y otros productos de gas en muchos puntos dentro de los Estados Unidos. Por lo general, las transacciones en lugares diferentes del Henry Hub operan a través de contratos financieros por diferencias de precio con respecto al precio Henry Hub -que son contratos base-. La negociación de contratos base en bolsa y OTC se lleva a cabo en decenas de lugares por todos los Estados Unidos.

Aunque las transacciones en bolsa son posibles en la mayor parte del territorio estadounidense (y superan ampliamente a las transacciones OTC), las negociaciones OTC no dejan de ser importantes en el mercado.

## Precio y disponibilidad de información

El reporte de precios está organizado mediante la publicación de transacciones. Aunque no es obligatorio reportar los precios pactados, cualquier remitente que publique un reporte debe informar el precio de sus contratos. La información operacional es publicada por los transportadores. Una parte de esta información se publica por instrucción de la FERC (e.g. capacidad disponible), mientras que otra información sólo está disponible para remitentes registrados en una página web.

## Nominaciones

Las reglas de nominación, como las de balance, están contenidas en el régimen tarifario de cada transportador, por lo que pueden variar entre uno y otro. A modo de ejemplo, *Columbia Gas Transmission* solicita a los remitentes igualar sus nominaciones con el flujo físico dentro de un margen del 5%. En caso de exceder el límite, el remitente es penalizado con un cargo equivalente al costo del servicio interrumpible. No obstante, en días críticos (declarados por el sistema debido a situación de riesgo) los remitentes deben mantenerse dentro de un 3% respecto a sus nominaciones y cualquier exceso es penalizado con un valor equivalente a tres veces el precio del gas en el mercado.

---

<sup>51</sup> InterContinentalExchange (NYSE: ICE) es una compañía financiera estadounidense que opera mercados basados en Internet que negocian contratos de futuros y *over-the-counter* (OTC) de energía y otros *commodities*, así como productos financieros derivados.



## **Comercialización de la capacidad de transporte**

La negociación de capacidad de transporte se realiza mediante un boletín electrónico (*Electronic Bulletin Board*) que todos los transportadores interestatales deben ofrecer. Un remitente que quiera vender excedentes de capacidad puede hacerlo directamente al mejor postor a través del boletín electrónico, o puede hacerlo mediante un contrato bilateral. En este último caso la negociación debe publicarse en el boletín y los terceros tienen la oportunidad de mejorar el precio ofrecido.

### **g) Australia (Victoria)**

#### **Capacidad de transporte**

El sistema de Victoria se estableció como un modelo de 'mercado de transporte', es decir, en lugar de vender la capacidad, el operador del sistema se vio obligado a cumplir con todas las solicitudes de transporte de los usuarios dispuestos a pagar la tarifa de transporte correspondiente.

#### **Acuerdos de Balance**

Del 2007 al 2009 el mercado de gas Victoria realizaba un balance diario, con una penalización ex-post basada en los precios spot del mercado. (Cabe mencionar que en Victoria el mercado spot es un mercado administrado centralmente en el que el operador del sistema es la única contraparte)

En 2009 el sistema cambió a periodos de balance de cuatro horas, basado en precios proyectados. Los desbalances se pagan de inmediato conforme a los precios previstos. Sin embargo, esas desviaciones entre la nominación y el volumen real, se pagan en el siguiente periodo de balance.

#### **Principales instituciones en el mercado**

No existe un mercado spot formalizado en Victoria, únicamente contratos financieros OTC para gestionar la exposición en el mercado. En 2009, la Bolsa de Valores de Australia (ASX) puso en marcha un contrato de futuros.

#### **Disponibilidad de precios e información de contratos**

Los precios del mercado spot son publicados por el operador del sistema. Aparte de la ASX, no se tiene conocimiento de ninguna otra serie de precios basados en transacciones de mercado o reporte de los mismos.

### **2.3.2.3 Opciones De Mercados De Corto Plazo**

A continuación se describen las opciones de mercados secundario y de corto plazo identificadas en el estudio de Harbord et ál (2011b)<sup>52</sup> y desarrolladas con mayor detalle las

---

<sup>52</sup> Informe publicado mediante la Circular CREG No. 031 de 2011.

medidas adecuadas para el caso colombiano en los informes (2011c)<sup>53</sup> y (2011d)<sup>54</sup>. Se aclara que toda la información presentada en este capítulo corresponde a un extracto de los informes elaborados en el marco de dicho estudio.

El consultor identificó cinco opciones para el desarrollo de los mercados secundario y de corto plazo de suministro y transporte de gas en Colombia. Estas opciones están interrelacionadas en la medida en que el desarrollo de algunas de ellas requiere el desarrollo previo de otras. Así mismo, el grado de intervención regulatoria, organización y cambios al esquema existente dependerá de qué tan sofisticada sea la alternativa que se elija. Las opciones son:

- Opción 1. Evolución gradual del mercado
- Opción 2. Transacciones OTC y desarrollo de puntos de transacción
- Opción 3. Mecanismo de Bolsa
- Opción 4. Punto de transacción único o 'hub' físico
- Opción 5. Cargos de entrada-salida y punto virtual de transacción

#### a) Opción 1. Evolución gradual del mercado

Esta opción consiste en que la CREG adopte regulación que promueva el desarrollo del esquema existente de transacciones bilaterales. En particular, comprende los siguientes elementos:

1. Estandarizar los contratos para las transacciones en los mercados secundario y de corto plazo, pues ello agiliza las transacciones y reduce costos. Los aspectos a estandarizar son: i) términos y condiciones básicas iguales para todos los contratos; y ii) duración y fecha de inicio (e.g. contratos durante el día, para el día siguiente, semanales, mensuales, trimestrales).

Una vez estandarizada la duración y la fecha de inicio, en los contratos sólo se debe especificar la contraparte, el precio, las cantidades y el punto de entrega. Los mecanismos de negociación de gas de forma bilateral continúan iguales sólo que los productos transados son estandarizados.

Adicionalmente, el esquema de servicio de transporte punto a punto continuaría como está vigente actualmente.

2. Implementar la figura de un Gestor de Mercado, cuya función sea publicar la información agregada de precios y volúmenes transados en el mercado de gas. La regulación exigiría que los agentes le reporten al Gestor del Mercado, diariamente, detalles de las transacciones de los mercados secundario y de corto plazo, incluyendo información sobre volúmenes, precios acordados y agentes involucrados en la transacción. El Gestor del Mercado publicaría precios y volúmenes transados, para cada tipo de contrato, sin identificar transacciones individuales. El Gestor del Mercado también debería anunciar noticias que afecten el mercado, tales como salidas de operación de gasoductos o infraestructura de producción.

<sup>53</sup> Informe publicado mediante la Circular CREG No. 052 de 2011.

<sup>54</sup> Informe publicado mediante la Circular CREG No. 089 de 2011.

Los transportadores continúan con los Boletines Electrónicos de Operación, BEOs. No obstante, le notificarían al Gestor del Mercado la información sobre las transacciones de capacidad de transporte de gas y la capacidad no nominada disponible para ofrecer diariamente en el mercado mediante una subasta al cierre del periodo de nominación.

3. Requerir que el transportador informe a sus remitentes, tan pronto como sea posible, sobre sus posiciones de balance. Esto permitiría que el remitente pueda corregir los desbalances antes de que termine el período de balance. Los demás aspectos del mecanismo de balances se seguirán realizando como se hace actualmente. Es decir, el transportador opera el mecanismo y los remitentes realizan el balance en cada sistema de transporte de manera separada.

#### **b) Opción 2. Transacciones OTC y desarrollo de puntos de transacción**

Esta alternativa contiene todos los elementos de la opción 1 e introduce medidas regulatorias que facilitan el desarrollo de transacciones OTC<sup>55</sup> transparentes y con liquidez. Estas medidas comprenden:

1. Los puntos de entrega serían parcialmente estandarizados, de tal forma que todos los contratos de los mercados secundario y de corto plazo especificarían la entregas en algunos de los tres (3) o cuatro (4) puntos donde se transa más gas (e.g. Ballena, Cusiana, La Creciente y Barrancabermeja).
2. El Gestor del Mercado crearía un boletín electrónico de información (plataforma OTC) en el cual los agentes harían ofertas de compra y venta de gas según los productos estandarizados definidos. Los agentes podrían ver la identidad de la parte que ofrece vender o comprar gas, las cantidades, el punto de entrega, la duración y el precio de la oferta. El Gestor del Mercado agregaría y publicaría diariamente los precios de los principales productos y las cantidades que se hayan transado.
3. La capacidad de transporte se vendería simultáneamente con los contratos de gas en el mismo boletín de información, o en un boletín específico para transporte. Los agentes podrían ver la identidad de la parte que ofrece comprar o vender, las cantidades ofrecidas, duración y precios. El Gestor del Mercado agregaría y publicaría diariamente los precios y los volúmenes transados.

Cualquier remitente podría participar en los mercados OTC a través de los boletines de información, o plataformas de transacciones OTC. Los participantes en el mercado serían responsables de hacer la validación de las credenciales financieras de sus contrapartes. Las transacciones acordadas serían despejadas financieramente por las partes involucradas.

La CREG podría estimular la liquidez de la plataforma de transacciones OTC a través de la implementación de la figura del 'Promotor de Mercado'. Este promotor, que puede ser uno de los grandes jugadores del mercado, estaría obligado a ofrecer diariamente, en la plataforma OTC, un volumen mínimo de gas a un precio debidamente publicado y

---

<sup>55</sup> Abreviatura del término inglés 'Over The Counter'.

simultáneamente debería estar dispuesto a comprar gas a un precio más bajo. La diferencia entre el precio de venta y el de compra de gas podría estar sujeta a un tope máximo con el fin de incentivar al Promotor del Mercado a moverse dentro de los precios del mercado.

El mecanismo de balances en la red de transporte seguiría operando como se hace actualmente. Esto es, los desbalances de cada remitente se miden diariamente en cada sistema de transporte. El operador del gasoducto, no el Gestor del Mercado, sería el responsable de administrar el mecanismo de balances. Se espera que con un mercado físico de gas, durante el día de gas los remitentes resuelvan directamente sus desbalances participando en compras y ventas de gas en la plataforma OTC.

Un aspecto de las transacciones en la plataforma OTC es que este mecanismo puede ser obligatorio o voluntario. En principio la participación podría ser voluntaria si el mecanismo genera suficientes incentivos para que todos los agentes del mercado lo usen. De otra parte, un mecanismo obligatorio contribuiría con la liquidez y transparencia pues todas las transacciones deben ser reportadas obligatoriamente en esta plataforma. Puesto que el mercado secundario de gas es apenas emergente, la participación obligatoria hace un mercado más transparente y se considera más conveniente en este caso. Adicionalmente permite socializar los costos de operación del Gestor del Mercado entre todos los participantes del mercado, puesto que todos se benefician de la información como un bien público.

### **c) Opción 3. Mecanismo de Bolsa**

Esta opción es igual a la opción 2 con la adición de un mecanismo de Bolsa que podría o no remplazar la plataforma OTC. Las transacciones en la Bolsa se despejarían de tal forma que una 'cámara de compensación' actuaría como la contraparte de cada transacción. Por ejemplo, el remitente A que compra gas para tomar de Ballena el día siguiente no sabrá quién es el vendedor. En este caso el Gestor del Mercado sabrá que el remitente A tenía el derecho de tomar la cantidad contratada de gas en Ballena el día siguiente. De igual manera, el Gestor del Mercado sabrá qué vendedores tienen la obligación de entregar volúmenes en Ballena durante el mismo período. Una ventaja de este anonimato es que ayuda a proteger la confidencialidad comercial.

El Gestor del Mercado podría subcontratar o delegar las actividades de la Bolsa a un tercero, como ocurre con muchos gestores de mercado en la Unión Europea. La delegación de la operación de la Bolsa agrega otro paso al mecanismo de comunicación ya que el operador de la Bolsa notificaría al Gestor del Mercado sobre los resultados netos de las transacciones realizadas para el siguiente día.

Únicamente los miembros de la Bolsa podrían realizar transacciones, y para convertirse en miembro el interesado debería demostrar un mínimo de solidez financiera. Los participantes, además, deberían presentar una fianza, a través de garantías en efectivo, para respaldar la diferencia entre el precio acordado de un producto 'forward' (e.g. un contrato trimestral para el futuro) y el precio actual del mercado de ese mismo producto. El valor de las garantías sería determinado diariamente por el Gestor del Mercado (o el operador de bolsa), con base en los precios actuales del mercado. La Bolsa podría operar

en paralelo con la plataforma OTC o, si la mayoría de los agentes quisieran y fueran aceptados en la Bolsa, la plataforma podría ser remplazada por la Bolsa.

Las transacciones en la Bolsa serían continuas y además sería posible organizar transacciones en series de subastas horarias.

La Bolsa publicaría los precios y las cantidades de cada producto transado cada día. La misma variedad de productos se podría transar tanto en la Bolsa como en el mercado OTC, aunque la experiencia internacional sugiere que inicialmente se transan productos de corto plazo (e.g. para el día o semana siguiente). Los productos de largo plazo se introducirían en la medida en que la liquidez de la Bolsa aumente.

#### **d) Opción 4. Punto de transacción único o 'hub' físico**

Las opciones descritas anteriormente involucran la transacción de contratos con entrega en distintos puntos (e.g. Ballena, Cusiana, La Creciente y Barrancabermeja). Uno de los objetivos del diseño del mercado de gas es el de promover liquidez en el mercado, lo cual potencialmente se podría lograr si la actividad de compra y venta se concentra en un solo punto de transacción. Lo más relevante de introducir un único punto de transacción es que simplifica cierto tipo de transacciones de intercambio ('swaps') que pueden mejorar la eficiencia del mercado. Este punto puede ser un 'hub' físico o en su defecto se pueden realizar transacciones de contratos de gas que no especifican ubicación o campo de producción. A continuación se describen dos alternativas para hacer esto.

##### **i. 'Hub' físico y contratos a contraflujo**

Se entiende por 'hub' físico un sitio en la red de gasoductos que se convierte en el punto de entrega especificado en todos los contratos de gas del mercado secundario. El sitio más obvio para un 'hub' físico en Colombia sería Ballena o Vasconia. La introducción de un 'hub' genera la pregunta de cómo los productores ubicados en otros sitios pondrán el gas en el 'hub' si ellos están aguas abajo. Por ejemplo, si hubiera un único 'hub' en Ballena, los productores de Cusiana cómo venderían su gas en ese 'hub'.

Una solución es introducir el concepto de capacidad a 'contraflujo', lo cual permitiría que un productor-comercializador nominara gas para transportarlo en contra del flujo físico del mismo. Para el caso del ejemplo indicado el gas se debería transportar de Cusiana a Ballena.

El siguiente ejemplo numérico ilustra el anterior caso de contraflujo:

Asumamos que: i) la demanda total del interior es de 10 unidades; ii) 8 unidades vienen de los campos de La Guajira; iii) no hay demanda en la costa Atlántica para los propósitos de este ejemplo; iv) el gasoducto de Ballena al interior tiene una capacidad de 8 unidades. Si un productor-comercializador en Cusiana quiere vender 2 unidades de gas en Ballena, tendrá que comprar 2 unidades de capacidad a contraflujo en el sistema de transporte desde Cusiana hasta Ballena. Así, en Ballena se venderían 10 unidades (8 de La Guajira y 2 de Cusiana). Los compradores del interior necesitarían comprar 10 unidades de capacidad de transporte desde Ballena hasta el interior. El transportador podría vender 10 unidades de capacidad de Ballena hasta el interior, de tal forma que se anule la

nominación en contraflujo de 2 unidades y quede un flujo físico de 8 unidades desde Ballena hacia el interior. Físicamente sólo 8 unidades de gas fluirían de Ballena al interior donde se unen a las 2 unidades de gas de Cusiana.

Una ventaja del producto o contrato a contraflujo es que hace posible que todo el gas se pueda transar en un único sitio. Esto evita tener varios sitios de transacción, lo cual reduce la liquidez del mercado. Otra ventaja es que el contraflujo facilita las transacciones de 'swaps' que se presentarían cuando un agente en Cusiana venda gas a un comprador en la costa Atlántica.

En ausencia del producto o contrato a contraflujo es difícil que un productor-comercializador de Cusiana, o un usuario que compre gas en Cusiana, pueda vender en la costa Atlántica, por ejemplo en Cartagena. El 'hub' físico y el contraflujo simplifican estas transacciones dado que es el Gestor del Mercado quien hace los 'swaps' en nombre de los compradores y de los vendedores. Todas las transacciones serían realizadas en el 'hub' de Ballena a los precios acordados, y las partes no tendrían necesidad de manejar 'swaps' en sus transacciones. El Gestor del Mercado garantizaría que la entrega física del gas se ajuste a las posiciones contractuales tanto en suministro como en transporte (e.g. de Cusiana a Bogotá y de Ballena a Cartagena).

Como se ha planteado, el 'hub' físico acompañado del producto a contraflujo puede incrementar la liquidez y facilitar la eficiencia en las transacciones. Sin embargo, este mecanismo reduce la eficiencia y es inconsistente con el esquema de cargos de transporte punto a punto o distancia. Por ejemplo, los remitentes en Bogotá que estén recibiendo gas de Cusiana tienen que comprar capacidad de transporte de Ballena a pesar de que el gas que consumen recorre una menor distancia. Además, surge la inquietud de cómo establecer el precio para la capacidad a contraflujo, lo cual no involucra flujo físico y no tiene costo. No hay consenso internacional sobre los precios para el contraflujo, pero generalmente se establece de manera arbitraria un precio que es fracción del precio de la capacidad en la dirección del flujo.

## ii. Productos sin localización específica

La manera más simple de mejorar la liquidez y facilitar la eficiencia en las transacciones 'swap' es que los productos transados en la Bolsa simplemente especifiquen cantidades, duración y precios, pero no un punto de entrega. Esto equivale a especificar un punto virtual para las transacciones. En este esquema los compradores de gas en Bolsa comprarían contratos de suministro sin enterarse de qué campo viene el gas. El Gestor del Mercado se encargaría de asignar *ex post* el gas de los diferentes campos a cada comprador.

Este mecanismo es más simple que el del 'hub' físico y contraflujo, y es más consistente con el actual sistema de tarifas punto a punto en transporte. Sin embargo, se identifican las siguientes desventajas: i) los compradores se ven obligados a pactar contratos de gas sin que conozcan cuáles serán los precios del transporte; ii) las transacciones se reducirían si los diferenciales en costo de transporte entre diferentes campos hasta el punto de consumo son importantes; iii) los compradores estarían forzados a recomodar frecuentemente sus contratos de transporte (e.g. diariamente o incluso cada hora), lo cual podría desincentivar las transacciones. Los costos de transporte y los aspectos

contractuales pierden relevancia si las cantidades de gas recibidas de cada campo, por parte de compradores específicos, son estables o predecibles.

### **iii. Aspectos generales**

Tratar de mantener la liquidez a través de las transacciones según los esquemas descritos anteriormente y a su vez mantener otros aspectos del sistema (e.g. cargos por distancia en transporte, separación física del sistema de la costa Atlántica con el del interior) genera problemas, como ya se ha indicado. Por ejemplo, la propuesta de 'hub' físico con contraflujo es inconsistente con los cargos de transporte por distancia, e involucra a remitentes y productores en compras de capacidad de transporte ficticia. La propuesta de productos sin localización específica puede crear incertidumbre en los costos de transporte, y puede implicar que los remitentes renegocien frecuentemente sus contratos de capacidad de transporte.

Estos esquemas también pueden crear situaciones de transacciones inviábiles físicamente. Por ejemplo, la posibilidad de que remitentes en la costa Atlántica compren más gas del que físicamente se puede entregar de los campos de La Guajira y de La Creciente. Esta situación podría ser un problema importante en la medida en que declina la producción de los campos de La Guajira.

Una posible solución para este problema sería conectar los dos gasoductos en Ballena, de tal forma que el gas pudiera fluir físicamente de los campos del interior hacia la costa Atlántica. Esta conexión física gana relevancia en la medida en que declina la producción de La Guajira y se desarrollen más fuentes en el interior del país.

### **e) Opción 5. Cargos de entrada–salida y punto virtual de transacción**

Incentivar la liquidez y mejorar las oportunidades de transacción a través de los mecanismos descritos en la opción 4 genera tensiones en el esquema de cargos de transporte por distancia y puede llevar a complejidades e incertidumbres indeseadas. Una solución sería remplazar el esquema de cargos por distancia por cargos de entrada – salida (E/S). Esto significa que los remitentes compran el derecho de inyectar cierta cantidad de gas en el punto A y, de manera separada, compran el derecho de retirar el gas en el punto B, distinto al esquema de distancia en que el remitente compra el derecho de transportar gas del punto A al punto B. La compra de manera separada de la capacidad de entrada y de salida es lo que diferencia el esquema de cargos E/S del esquema de cargos por distancia o punto a punto.

En el esquema E/S el vendedor inyecta gas al sistema y lo vende a cualquier comprador que tenga el derecho de retirar gas del sistema. Aquí no hay necesidad de vender gas en un punto físico específico del sistema ya que los contratos de transporte no definen la ruta por la cual fluirá el gas. En contraste, en los contratos de capacidad de transporte del esquema punto a punto el vendedor sólo podría vender gas a un agente que tenga capacidad de transporte que le permita retirar el gas desde el punto donde lo compró. La ventaja del esquema E/S radica en que se incrementa el número de agentes que pueden comprar gas a un vendedor sin tener que contratar nueva capacidad de transporte. Así, el esquema E/S conecta compradores y vendedores a menores costos de transacción.

Los esquemas E/S generalmente se denominan 'Puntos Virtuales de Transacciones', PVT, dado que las transacciones no se realizan en un punto específico del sistema de transporte. Bajo este esquema es innecesario definir un 'hub' físico en la red donde se realicen todas las transacciones, y tampoco se requieren contratos de contraflujo. En los contratos de suministro no es necesario especificar un punto de entrega físico, dado que para los compradores es irrelevante el sitio de donde proviene el gas. Lo importante para los compradores es el precio de la capacidad de salida en el punto de consumo.

Si bien el esquema E/S incrementa la liquidez del mercado, también hay que indicar que ello implica sacrificar eficiencia en la asignación de costos en el sistema de transporte. Existen distintas maneras de establecer los cargos E/S, pero inevitablemente el costo total de transportar gas del punto A al punto B será diferente al de un esquema de distancia. Algunos jugadores del mercado podrían pagar más, en comparación con un esquema de distancia, y otros menos.

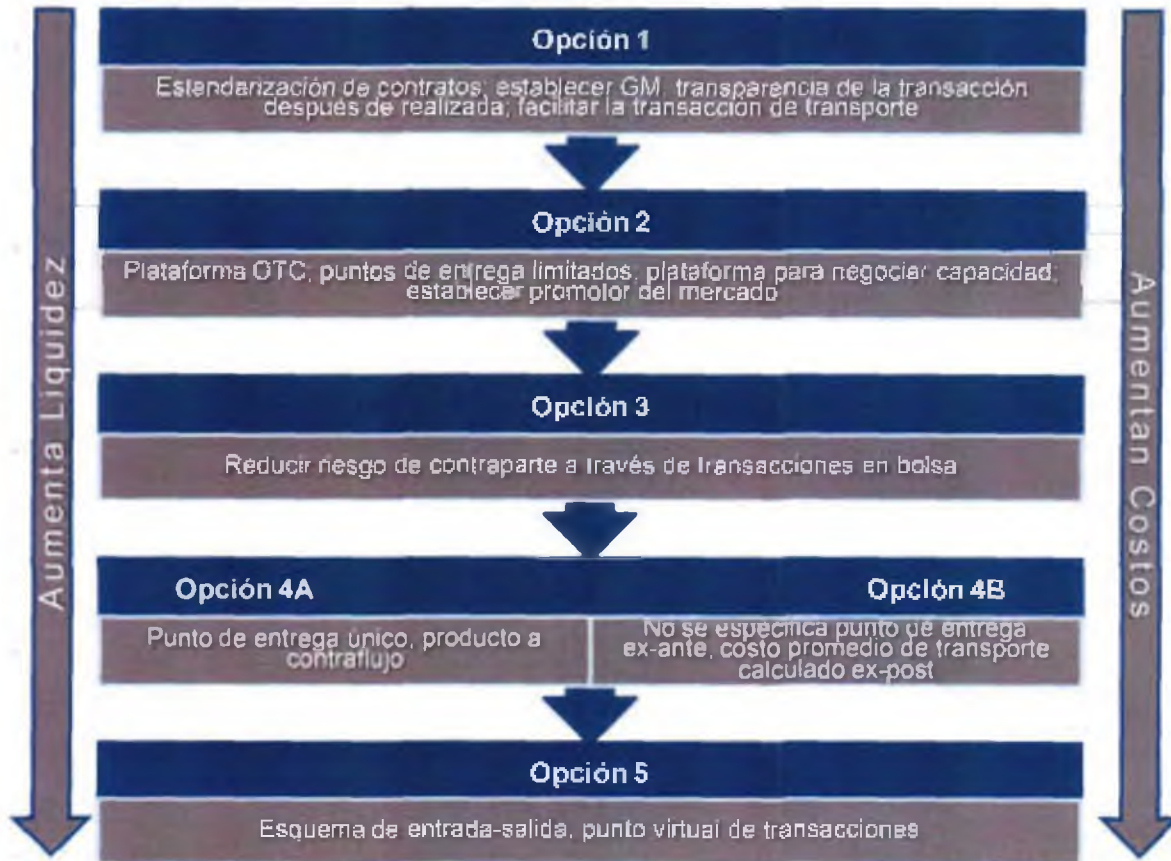
El esquema E/S se podría combinar con una plataforma OTC y/o con una Bolsa. La única diferencia sería que las entregas se realizarían en el PVT en vez de tener muchos puntos físicos de entrega especificados en los contratos. Los contratos estandarizados especificarían el punto de entrega en el PVT.

Al tener en cuenta que el esquema E/S sería un área de mercado única, el Gestor del Mercado tendría que calcular los desbalances en todos los gasoductos. Es decir, el Gestor del Mercado, y no los transportadores de manera individual, sería el responsable de administrar el sistema de desbalances y realizar el balance físico del sistema.

En la Ilustración 13 se resumen las opciones descritas anteriormente para el mercado de gas en Colombia. En los costados de esta ilustración se indica que la adopción de las opciones más sofisticadas llevaría a una mayor liquidez del mercado, pero también implicaría mayores costos de implementación.



**Ilustración 13. Resumen de opciones para los mercados secundario y de corto plazo de gas en Colombia**



Fuente: adaptado de Harbord et al (2011d)

### 3. COMPETENCIA DE LA CREG

Es necesario hacer referencia a la competencia que la Ley 142 de 1994 otorga a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para intervenir el mercado de gas natural en Colombia, determinando el contenido mínimo de los contratos de suministro y transporte de gas natural, así como diseñando mecanismos de comercialización en el mercado primario y secundario.

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 *“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”*.

Así mismo, conforme a la ley, la CREG tiene la facultad general de 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 los prestan, 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<sup>56</sup>.

También es importante destacar que la ley atribuyó a la CREG, como facultades especiales, la de 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<sup>57</sup>.

Especial mención requiere la función establecida en el literal c. del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, según la cual corresponde a esta Comisión *“establecer el reglamento de operación para (...) regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible”*.

No sobra reiterar que conforme a lo estipulado en el artículo 1 de la Ley 142 de 1994, esta norma se aplica a los servicios públicos domiciliarios, a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la ley, y a las actividades complementarias definidas en el Capítulo II del título preliminar de la ley, y a los otros servicios previstos en normas especiales de la Ley 142 de 1994. En este sentido, el servicio público domiciliario de gas combustible está definido como:

“(…) el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su 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”.

Y los artículos 15 y 16 establecen quiénes pueden prestar servicios públicos y la aplicación de las normas de la Ley 142 de 1994 a los productores marginales:

“Artículo 15. Personas que prestan servicios públicos. Pueden prestar los servicios públicos:

15.1. Las empresas de servicios públicos.

15.2. Las personas naturales o jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos.

15.3. Los municipios cuando asuman en forma directa, a través de su administración central, la prestación de los servicios públicos, conforme a lo dispuesto en esta Ley.

15.4. Las organizaciones autorizadas conforme a esta Ley para prestar servicios públicos en municipios menores en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas.

<sup>56</sup> Artículo 73 de la Ley 142 de 1994.

<sup>57</sup> Numeral 74.1 de la Ley 142 de 1994.

15.5. Las entidades autorizadas para prestar servicios públicos durante los periodos de transición previstos en esta Ley.

15.6. Las entidades descentralizadas de cualquier orden territorial o nacional que al momento de expedirse esta Ley estén prestando cualquiera de los servicios públicos y se ajusten a lo establecido en el parágrafo del Artículo 17”.

“Artículo 16. Aplicación de la ley a los productores de servicios marginales, independiente o para uso particular. Los productores de servicios marginales o para uso particular se someterán a los artículos 25 y 26 de esta Ley. Y estarán sujetos también a las demás normas pertinentes de esta Ley, todos los actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ellas según la Ley, o en cualquier manera que pueda reducir las condiciones de competencia. Las personas jurídicas a las que se refiere este artículo, no estarán obligadas a organizarse como empresas de servicios públicos, salvo por orden de una comisión de regulación. En todo caso se sobreentiende que los productores de servicios marginales independientes o para uso particular de energía eléctrica están sujetos a lo dispuesto en el artículo 45 de la Ley 99 de 1993. (...)”.

De otra parte, es necesario referirse a los artículos 11, 13, 14 y 20 del Decreto 2100 de 2011 “*por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones*”, el cual fijó de forma clara la política del Gobierno Nacional que la regulación debe recoger. Lo anterior, claro está, dentro del amplio marco de competencias que la Ley otorgó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según se ha expuesto.

Dispuso el Decreto 2100 en comento lo siguiente:

“Artículo 11. *Mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de las CIDV.* La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo 9° del presente decreto para la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se deberá realizar siguiendo los mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG en concordancia con los lineamientos previstos en este decreto.

Parágrafo 1°. Mientras la CREG expide los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata este artículo, se aplicará lo previsto en los artículos 31 y 32 de este decreto para el período de transición. (...)”

Artículo 13. *Lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización.* La CREG, en los mecanismos y procedimientos de comercialización que expida con base en lo previsto en el artículo 11 de este decreto 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.

Artículo 14. *Condiciones mínimas de los contratos de suministro y de transporte.* 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.

Parágrafo. Los contratos de suministro y/o transporte que a la fecha de expedición de este decreto se encuentren en ejecución no serán modificados por efectos de esta disposición, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG. (...)

*Artículo 20. Gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural.* La CREG evaluará la necesidad de implementar la prestación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, con el objeto de propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural y, por ende, un mejor desempeño y coordinación entre los Agentes Operacionales.

Parágrafo. En el evento de que la CREG decida que se requiere contar con la prestación del servicio a que se refiere este artículo, establecerá la metodología para seleccionar y remunerar dichos servicios, 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”.

Respecto a este último punto, el de la gestión de la información operativa y comercial del sector de gas, la Ley 1450 de 2011, Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, establece lo siguiente:

“(…)

Así mismo, se fortalecerá el marco institucional en el sector de gas natural para un mejor desempeño y coordinación entre los agentes, lo que exige: (1) contar con un nuevo agente idóneo y neutral, responsable de la coordinación de todos los agentes, que recopile, analice y publique toda la información que el mercado requiere, que administre con transparencia los mercados de corto plazo y en general pueda ejercer todas aquellas funciones que permitan una gestión eficiente del sistema...”.

Con fundamento en lo anterior, es posible afirmar que la CREG cuenta con las facultades para establecer por vía regulatoria, los requisitos mínimos para los contratos de suministro y de transporte de gas natural, así como mecanismos de comercialización en el mercado primario y secundario, incluyendo la incorporación de la figura de un Gestor de Mercado. Esta regulación haría parte del reglamento de operación del mercado mayorista de gas combustible de que trata el literal c del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994.

#### **4. PROPUESTA**

Se procede entonces a detallar la propuesta regulatoria, la cual se basa en los estudios y consideraciones que se enunciaron en el capítulo 2 de este documento.

La propuesta se divide en tres secciones, las cuales comprenden el detalle de las medidas que se pretenden adoptar. Como se verá, las secciones están estrechamente entrelazadas y las propuestas en ellas expuestas buscan el mismo objetivo, cual es el de promover la competencia en el mercado de gas natural en Colombia, haciéndolo más transparente y dinámico.

Es pertinente aclarar que a lo largo del documento nos referiremos al “suministro de gas” para significar los contratos en los que hay la obligación del productor-comercializador de entregar gas como una prestación periódica al comprador, a cambio de un precio o contraprestación. Asimismo, comprende los contratos de compraventa de gas que resulten de las transacciones realizadas en los mercados secundario y de corto plazo.

Asimismo, se aclara que en este documento, y en la resolución que contiene la propuesta regulatoria se utiliza el término “mercados secundario y de corto plazo” para hacer referencia a distintos mercados que se propone regular. Es decir, la regulación propuesta contempla medidas que no son exclusivas del mercado secundario, y tampoco se limita a transacciones de corto plazo. Así, con las medidas propuestas se busca regular transacciones de corto y de largo plazo tanto del mercado secundario como de una parte del mercado primario.

#### **4.1 Implementar la figura del Gestor del Mercado**

De los estudios desarrollados por Harbord et ál (2011d) y de análisis internos de la Comisión se concluyó que es necesario implementar la figura del Gestor del Mercado para el mercado de gas en Colombia. Este ente prestaría servicios específicos sobre el funcionamiento y la evolución del mercado sin responsabilidad en aspectos operativos del sistema. A continuación se desarrolla la propuesta.

##### **Objetivo:**

Contar con los servicios de un agente responsable de la gestión de información transaccional y operativa de los mercados de gas natural, así como de la gestión de transacciones en dichos mercados.

##### **Propuesta:**

Seleccionar a un agente independiente que preste los siguientes servicios:

- Diseñar, poner en funcionamiento y administrar el *Boletín Electrónico Central, BEC*.
- Centralizar información transaccional y operativa del sector gas natural
- Gestionar las transacciones del mercado primario de gas natural que se realicen mediante el mecanismo de subasta previsto por la regulación.
- Gestionar transacciones de los mercados secundario y de corto plazo de suministro y capacidad de transporte gas natural.
- Realizar análisis y seguimiento permanente de los mercados de gas natural y, si es del caso, poner a disposición de las entidades competentes la información transaccional y operativa que las mismas le soliciten para identificar comportamientos de los agentes que puedan afectar, de manera negativa, la libre competencia.

**Alcance de la propuesta:**

Los servicios que prestará el Gestor del Mercado consistirán en:

**4.1.1 Diseñar, poner en funcionamiento y administrar el Boletín Electrónico Central, BEC**

El Gestor del Mercado será responsable de diseñar, poner en funcionamiento y administrar el Boletín Electrónico Central, *BEC*, el cual funcionará en su página web.

A través de este Boletín el Gestor del Mercado realizará las funciones especificadas en las secciones 4.1.2 y 4.1.4 de este documento. Así mismo, el Gestor podrá hacer uso del *BEC* para dar cumplimiento a las funciones establecidas en las secciones 4.1.3 y 4.1.5 de este documento.

**4.1.2 Centralizar información transaccional y operativa del servicio de gas natural**

El Gestor del Mercado deberá recopilar, verificar, publicar y conservar información sobre las transacciones realizadas en los mercados mayorista y minorista de gas natural. Así mismo, el Gestor del Mercado deberá recopilar, verificar, publicar y conservar información operativa del sector de gas natural. Para estos efectos, el Gestor hará uso del *BEC* al que se hace referencia en la sección 4.1.1 de este documento.

El *BEC* administrado por el Gestor del Mercado permitirá que todos los interesados tengan acceso permanente a información transaccional agregada del mercado primario de suministro y transporte de gas natural, así como a información operativa nacional del sistema de gas natural.

Además, el *BEC* permitirá tener acceso a información agregada de las transacciones que se perfeccionen en los mercados secundario y de corto plazo. Estas transacciones serán el resultado de las negociaciones bilaterales realizadas entre agentes con base en: i) información publicada en el *Boletín Electrónico Central* del Gestor del Mercado; ii) información publicada en otros boletines electrónicos como los BEOs de que trata el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT); y iii) en información obtenida por medio de otros boletines electrónicos.

Para tener acceso a esta información del *BEC* no será necesario un registro previo por parte de los interesados, excepto para acceder a aquella información de carácter restringido.

La no declaración de la información señalada en esta sección podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica restrictiva de la competencia o como competencia desleal. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de dicha información de manera inconsistente.

En el Anexo 1 de la resolución propuesta se detalla la información que será recopilada, verificada, publicada y conservada por el Gestor del Mercado.

#### **4.1.3 Gestionar las transacciones del mercado primario de gas natural que se realicen mediante subasta**

El Gestor del Mercado será responsable de organizar y ejecutar las subastas de gas natural del mercado primario a que se hace referencia en la sección 4.2 de este documento.

#### **4.1.4 Gestionar transacciones de los mercados secundario y de corto plazo de suministro y de transporte gas natural**

El Gestor del Mercado realizará la gestión de los siguientes procesos a través del *BEC*:

- Promover transacciones en los mercados secundario y de corto plazo de suministro y de transporte de gas natural, de acuerdo con lo establecido en la sección 4.3.3 de este documento.

El *BEC* administrado por el Gestor del Mercado deberá permitir la interacción de los agentes a los que se les permite realizar transacciones en los mercados secundario y de corto plazo, que se hayan registrado previamente para esos efectos.

Dicho registro será gratuito y podrá ser realizado a través de medios electrónicos disponibles en el *BEC*. El propósito del registro es asegurar que el agente está autorizado para representar usuarios y que está debidamente constituido y registrado para el pago de impuestos, entre otros.

- Implementar los procesos "úselo o véndalo", de acuerdo con lo señalado en la sección 4.3.4 de este documento.

El Gestor del Mercado llevará a cabo la gestión de los procesos úselo o véndalo de corto plazo. Estos procesos harán posible la contratación de gas natural y capacidad de transporte previamente contratados en el mercado primario, pero no nominados para el día de gas. Estas transacciones se realizarán de acuerdo con los procedimientos definidos en los literales 4.3.4.1 y 4.3.4.2 de la sección 4.3.4 de este documento.

Es de resaltar que el Gestor del Mercado podrá fungir como depositario de recursos de prepago con el fin de facilitar la ejecución de los procesos úselo o véndalo de corto plazo. Para estos efectos, una vez el Gestor del Mercado verifique que el comprador de corto plazo y/o remitente de corto plazo ha depositado el valor correspondiente al gas y/o la capacidad de transporte adquirida mediante la subasta del úselo o véndalo, le informará esto a los responsables de las nominaciones para que estos ajusten la nominación ante el productor y/o el transportador. Posteriormente, cada mes el Gestor del Mercado le transferirá a los compradores primarios el valor recaudado por todas sus ventas en el úselo o véndalo, después de restar los costos financieros de las transacciones.

#### **4.1.5 Realizar seguimiento permanente del mercado**

El Gestor del Mercado hará 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 identificar comportamientos de los agentes que puedan afectar, de manera negativa, la libre competencia.

El Gestor del Mercado no tendrá competencia alguna para realizar investigaciones por los casos mencionados, ni potestades para sancionar comportamientos de los participantes del mercado. En ningún caso se entenderá que el Gestor del Mercado es un órgano de vigilancia y control.

#### **Aplicación:**

El Gestor del Mercado estará sujeto a contrato regulatorio por un periodo definido y su selección cumplirá principios de objetividad y transparencia. La remuneración de los servicios prestados por el Gestor del Mercado estará sujeta a un esquema de ingreso regulado y se recaudará por parte de los comercializadores a usuario final. Los costos en que incurra el comercializador serán trasladados por estos a sus usuarios.

## **4.2 Adoptar medidas para promover la competencia y la formación de precios eficientes en el mercado primario**

### **Objetivo**

Esta propuesta regulatoria busca definir los requisitos mínimos para los contratos de suministro y transporte de gas natural a fin de promover la competencia en el mercado y la liquidez del mismo. De esta manera se busca contribuir a que las operaciones de los agentes sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad.

Con esto también se busca agilizar las negociaciones de los contratos de suministro y transporte de gas natural, disminuir los costos de transacción de los agentes implicados, sentar las bases para el desarrollo de un mercado primario y secundario transparente y eficiente, y promover la entrada de nuevos comercializadores que faciliten la dinamización del mercado.

Asimismo, la propuesta tiene por objeto diseñar un mercado primario de gas natural donde los precios se formen de manera eficiente, que sea líquido y promueva las transacciones en los mercados de corto plazo, además de permitir la administración del riesgo tanto de compradores como de vendedores. Este mercado primario también debe ser consistente con la demás disposiciones normativas sobre el gas natural en Colombia y funcionar de manera transparente, neutral y simple.

### **Propuesta**

La resolución propuesta busca definir los principales aspectos comerciales del mercado primario de suministro y transporte de gas natural. Esto es,



- Establecer los productos que se pueden transar en el mercado primario. Esto comprende la definición de las modalidades contractuales que se pueden pactar y el establecimiento de requisitos para dichos contratos.
- Definir los agentes que pueden participar en las transacciones del mercado primario, como vendedores y como compradores.
- Establecer los mecanismos que se pueden utilizar para realizar transacciones en el mercado primario.

### **Alcance**

#### **4.2.1 Contratos en el mercado primario**

De acuerdo con los análisis realizados por la CREG, particularmente a través de la consultoría para la estandarización de contratos de suministro y transporte de gas natural en Colombia, llevada a cabo por el Dr. Paul Milgrom con el apoyo de los expertos John Robert Broxson y Gustavo Suárez, se propone determinar la adopción obligatoria por parte de los agentes que participan en el mercado primario de las siguientes modalidades contractuales de suministro y transporte de gas natural, y de los siguientes requisitos y términos en dichos contratos:

- Definición de las modalidades contractuales aceptadas:
  - Contrato firme o que garantiza firmeza.
  - Contrato de suministro con firmeza condicionada.
  - Contrato de transporte con firmeza condicionada.
  - Opción de compra de gas, OCG.
  - Opción de compra de transporte, OTC.
- Definición del alcance de otras cláusulas contractuales:
  - Fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximentes.
  - Duración permisible para suspensiones del servicio.
  - Incumplimientos y compensaciones económicas.

Asimismo, existen otras provisiones que deben estar incluidas en los contratos de suministro y transporte de gas natural, las cuales ya han sido establecidas por la legislación y regulación vigentes, en especial por la Resolución CREG 071 de 1999, "Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT)". Se considera pertinente hacer referencias expresas a dicha normativa, en la medida en que la presente propuesta regula lo relacionado con dichos contratos.

También es pertinente dejar claro que esta propuesta aplica únicamente a los contratos de suministro y transporte con destino a la prestación del servicio público domiciliario de gas natural. Lo anterior implica que la misma no tiene efectos sobre los contratos de suministro de gas natural para ser utilizado como materia prima de procesos industriales petroquímicos, en los términos de la Ley 401 de 1997.

Sin embargo, aplica para todos los contratos de transporte de gas natural, en la medida en que para ello se utilice el Sistema Nacional de Transporte, definido en el RUT. Esto, en concordancia con el numeral 1.2.2 del RUT, el cual establece que "el Reglamento Único de Transporte (...) se le aplica a todos los Agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural".

#### **4.2.1.1 Modalidades contractuales aceptadas en el mercado primario**

En la presente propuesta se establece la definición regulatoria para los contratos firmes, contratos de firmeza condicionada y opciones de compra de gas. Dichas definiciones deberán ser reflejadas en el objeto de los contratos de suministro y transporte de gas natural, esto es, los contratos que se suscriban no podrán contrariar en forma alguna las definiciones antedichas. Los agentes sólo podrán pactar las modalidades contractuales mencionadas para efectos del suministro y transporte de gas natural en el mercado primario.

##### **a) Contrato firme o que garantiza firmeza**

El artículo 2 del Decreto 2100 de 2011 contiene algunas definiciones que aplican, de manera general, tanto para la interpretación del Decreto, como para la interpretación y aplicación de la regulación que expida esta Comisión. Debe tenerse en cuenta, además, que de la redacción del inciso primero del mencionado artículo, así como del artículo 33 del mismo decreto, se infiere que lo allí contenido modifica todas las definiciones previamente establecidas en decretos y resoluciones que se refieran a los términos definidos en el Decreto 2100. En efecto, el artículo 2 mencionado establece que para la interpretación del Decreto 2100 "se tendrán en cuenta las definiciones de la Ley 142 de 1994 y las de las normas expedidas por la CREG y el MME hasta la fecha de expedición de este decreto, a menos que un significado diferente sea expresamente atribuido a los mismos en las definiciones que se incluyen en este artículo o en otra parte de este decreto".

Para efectos de la propuesta regulatoria que se soporta con este documento, es necesario hacer referencia a la definición de "Contrato Firme o que Garantiza Firmeza" que estableció el Decreto 2100, el cual se refiere tanto al servicio de suministro, como al transporte de gas natural:

**"Contrato Firme o que Garantiza Firmeza:** 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."

La definición trascrita, por estar contenida en un decreto reglamentario, expedido por el Gobierno Nacional en uso de las facultades que el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política le otorga al Presidente de la República, no puede ser modificada, ni mucho menos derogada por parte de la CREG. No obstante lo anterior, es pertinente indicar que la misma se redactó en los mismos términos de la definición establecida en el artículo 1 de la Resolución CREG 070 de 2003, *"Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural"*<sup>58</sup>.

En tal sentido, para la presente propuesta regulatoria se tendrá en cuenta la definición del Decreto 2100 y la misma se deberá incorporar en la cláusula que contenga el "Objeto" de los contratos de suministro y transporte de gas.

### **Implicaciones de la definición en los contratos de transporte de gas**

Si bien se observa que la definición de "Contrato Firme o que Garantiza Firmeza" contenida en el Decreto 2100 de 2011 corresponde a aquella que se ha venido aplicando para los contratos de suministro de gas, no ocurre lo mismo con el servicio de transporte de gas.

En efecto, la definición de "Capacidad Firme" que se deduce del numeral 1.1. del Reglamento Único de Transporte<sup>59</sup> difiere de aquella contenida en el Decreto 2100 de 2011, en la medida en que, por un lado, no contempla la posibilidad de interrumpir en razón a mantenimientos programados y, por otro, sólo permite tal interrupción en "casos de emergencia o de fuerza mayor":

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

Así, los eventos eximentes de responsabilidad no se contemplan de la misma manera en las definiciones mencionadas. Esta situación es una de aquellas mencionadas en los informes de la consultoría realizada por Milgrom, Broxson y Suárez, en la que si bien puede ser cierto que los términos y conceptos son relativamente claros, la forma en que los agentes los interpretan e incluyen en los contratos, puede ser heterogénea. De esta manera, la intervención del regulador se hace necesaria.

Ahora bien, en relación con el término "Estado de Emergencia" al que hace mención la definición de "Capacidad Firme", y que permite la interrupción del servicio en contratos firmes, también se encuentra definido en el RUT:

**"ESTADO DE EMERGENCIA:** Situación en la cual un gasoducto o tramo de gasoducto, como consecuencia de eventos imprevistos durante su operación, puede afectar la seguridad pública y el medio ambiente."

<sup>58</sup> El artículo 1 de la Resolución CREG 070 de 2003 establece: "Servicio de Suministro en Firme o que Garantiza Firmeza: Servicio de suministro de gas en el que un Agente garantiza mediante un contrato escrito el suministro de un volumen máximo de gas natural sin interrupciones durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimientos y labores programadas."

<sup>59</sup> Resolución CREG 071 de 1999.

De esta manera, se estaría haciendo una clara diferencia entre Fuerza Mayor y Caso Fortuito y los “Estados de Emergencia”. Se considera, como quedará expuesto en el acápite 4.2.1.2, que los eventos que pueden dar lugar a la interrupción del servicio de suministro y transporte deben ser mínimos, y deben corresponder únicamente a los criterios que el legislador ha establecido para la Fuerza Mayor y el Caso Fortuito, y aquellos que se determinen como Eventos Eximentes.

Por lo tanto, dada la confiabilidad y seguridad que los sistemas de transporte deben tener, no es admisible para la CREG que eventos únicamente imprevisibles puedan afectar el servicio. Además, deben ser absolutamente irresistibles, tal y como se explicará más adelante.

En ese sentido, la propuesta regulatoria no sólo modificará la definición de “Capacidad Firme”, sino la de “Estado de Emergencia” referida, ambas contenidas actualmente en el RUT.

Por lo pronto debe indicarse que la propuesta regulatoria deberá modificar la definición de “Capacidad Firme” contenida en el RUT, de tal manera que esté acorde no sólo con la definición del Decreto 2100 de 2011, sino con la propuesta regulatoria en su integridad.

#### **Implicaciones de la definición en los Contratos Pague lo Contratado o “Take Or Pay”**

La propuesta regulatoria considera que a partir de la adopción de la norma planteada se elimine la posibilidad de suscribir contratos denominados “Pague lo Contratado” o *Take or Pay*, definidos en el artículo 4 de la Resolución CREG 118 de 2011. Lo anterior en la medida en que la multiplicidad de posibles proporciones de *Take or Pay* (% ToP) restan liquidez al mercado, al hacer la cantidad de productos allí transados casi infinita.

Se ha establecido que uno de los objetivos de la presente propuesta regulatoria es el de incentivar la transparencia y el funcionamiento eficiente del mercado primario de gas natural, tanto de suministro como de transporte, además de crear un mercado de corto plazo líquido y dinámico.

Aunado a lo anterior, se han recibido comentarios por parte de los agentes que indican las dificultades e inconvenientes operativos que esta clase de contratos conllevan, en razón a la incertidumbre que existe respecto del momento en que se va a hacer uso del *make up right*, que dificulta la planeación operativa del sistema.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que la suscripción de contratos firmes asegura a los productores-comercializadores y a los transportadores el retorno efectivo de sus inversiones.

#### **b) Contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra**

Los artículos 3 y 5 de la Resolución CREG 118 de 2011, “*Por la cual se ajusta la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, conforme a lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, y se dictan otras*”

*disposiciones*”, establecen las definiciones hoy vigentes para los “*Contratos de Suministro con Firmeza Condicionada*” y la del “*Contrato de Opción de Compra – OCG*”. Estos son contratos que en esencia tienen las características de un contrato firme de suministro, es decir, se derivan de éste.

Se considera que sus definiciones deben ser materia de modificación en los términos planteados en la resolución propuesta, de forma tal que desde la perspectiva de un vendedor uno de estos contratos siempre sea un complemento del otro.

Por otro lado, se considera que los contratos de suministro con firmeza condicionada, y su complemento, los contratos de opción de compra podrán ser pactados por los transportadores de gas natural, y sólo serán admisibles para atender demanda no regulada. Por lo tanto, la determinación de los cargos de transporte en los mencionados contratos será libre.

#### **c) Contratos interrumpibles o que no garantizan firmeza**

Como primer punto, es importante indicar que los contratos interrumpibles no serán permitidos en el mercado primario. Sin embargo, sí serán permitidos, tanto para suministro y transporte, en el mercado secundario. La razón para ello es que transar contratos interrumpibles en el mercado primario, puede distorsionar el mercado secundario. En este sentido, en la sección 4.3.1 de este documento se analizan los mencionados contratos.

#### **4.2.1.2 Alcance de otras cláusulas de los contratos**

De acuerdo con lo observado por la Comisión, y con lo planteado por la consultoría realizada por el Dr. Paul Milgrom con apoyo de Robert Broxson y Gustavo Suárez, se tiene que la regulación debe ocuparse de determinar el alcance de algunas cláusulas que se pactan en los contratos de transporte y suministro de gas natural, con el fin de promover la competencia y evitar posibles abusos de la posición dominante.

En efecto, la Ley 142 de 1994 estableció en su artículo 2 los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios a través de la regulación, entre otros mecanismos. Allí dispuso que tal intervención debe buscar:

“2.1. Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

2.4. Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

2.5. Prestación eficiente.

2.6. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.”

Dentro de ese marco, y en concordancia con lo establecido en los artículos 136 y 139 de la misma Ley, deben buscarse mecanismos para reducir no sólo el número de interrupciones, sino la duración de ellas. Asimismo, debe establecerse claramente la

forma en que los agentes que por causas imputables a ellos interrumpen el servicio, respondan por los daños que sean causados y los compensen.

Es claro que las causas que llevan a la interrupción del suministro o del transporte de gas natural pueden ser múltiples y muy variadas. Asimismo, las mismas pueden ser imputables a los agentes o no, y por las mismas pueden considerarse responsables o exentos de responsabilidad. Es necesario determinar, entonces, el tiempo máximo de interrupciones posibles, los eventos eximentes de responsabilidad, y la forma en que deben responder por interrupciones imputables a ellos.

#### a) Fuerza mayor y caso fortuito

La fuerza mayor y el caso fortuito, como eximentes de responsabilidad, no son extraños a ninguna relación contractual en Colombia, incluyendo aquellas que surgen a partir de las actividades de suministro y transporte de gas natural. Tales figuras están consagradas en la legislación y su aplicación ha sido ampliamente discutida y decantada por la doctrina y la jurisprudencia.

Es pertinente traer a colación el análisis efectuado por Gustavo Suárez sobre la aplicación de los conceptos de Fuerza Mayor y Caso Fortuito en los contratos de suministro y transporte de gas natural en Colombia. Dicho análisis se encuentra en el Apéndice "B" del reporte final de los consultores, y reza lo siguiente:

"(...)

Entre nosotros los artículos 64 y 1604 del Código Civil definen fuerza mayor y regulan lo atinente a la distribución de riesgos. A su turno, el Código de Comercio establece una regla imperativa en esas materias para el contrato (sic) de transporte norma que en el sistema Colombia (sic) tiene un carácter exceptivo pues no se admite pactar en contrario.

(...)

La jurisprudencia y doctrina nacional estiman que el caso fortuito o la fuerza mayor se presentan cuando el hecho o acontecimiento que le sobreviene al deudor es: (i) irresistible, (ii) imprevisible y (iii) extraño o ajeno a la actividad del deudor. Los anteriores eventos surgen del artículo 64 del Código Civil, tal como lo ha manifestado en diversos y reiterados fallos nuestra Honorable Corte Suprema.

(...)

Así, en caso de presentarse un hecho constitutivo de fuerza mayor o caso fortuito la obligación del deudor (i) se encuentra suspendida en el caso de los contratos de ejecución sucesiva o incluso extinta dependiendo la clase de obligación (p. ej. Venta de cuerpo cierto), y (ii) no se le puede exigir una indemnización de perjuicios al deudor que ha sufrido el acaecimiento de la fuerza mayor o el caso fortuito"

Lo anterior para concluir que para efectos de la regulación propuesta se acogerán los conceptos establecidos en el Código Civil, el Código de Comercio y la jurisprudencia. Más aún, con el fin de evitar el eventual abuso de posición dominante, se dejará expreso que para el caso de los contratos de suministro y transporte de gas natural, y en materia de fuerza mayor y caso fortuito, el deudor no podrá asumir todos los riesgos. Es decir,

cualquiera de las partes del contrato podrá alegar la fuerza mayor como eximente de responsabilidad, en el evento en que concurran sus elementos esenciales. Lo anterior de la siguiente manera:

**"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 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".

No obstante lo anterior, aquel agente que alegue la fuerza mayor o caso fortuito como eximente de responsabilidad está obligado a actuar con la mayor diligencia para remediar o superar la situación y, así, hacer todo lo que esté a su alcance para dar continuidad al servicio y cumplir con las obligaciones de su contrato. Con el propósito de asegurar lo anterior, se establece en la propuesta que:

"En el 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 por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña dará aviso por escrito a la otra, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del hecho, su irresistibilidad y sus efectos.
2. Una vez que la parte afectada por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya proporcionado la notificación por escrito respecto del hecho, se suspenderá el cumplimiento de la respectiva obligación a partir del acaecimiento del respectivo hecho, de entregar, aceptar la entrega o transportar gas natural, según corresponda, hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y no se considerará que ninguna de las partes ha incumplido tales obligaciones frente a la otra durante dicho evento.
3. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo del aviso o notificación, la parte no afectada no acepta 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 la parte no afectada no manifiesta, dentro del plazo, 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.
4. 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 los tres (3) días calendario siguientes a la superación del evento, la fecha y hora en que fue superado y la reiniciación del cumplimiento de las obligaciones suspendidas".

#### **b) Otros eventos eximentes de responsabilidad**

Nos referimos nuevamente al documento denominado "Comentarios sobre Fuerza Mayor y Caso Fortuito y Eventos Eximentes", contenido en el Apéndice B del reporte final de la

consultoría realizada por el Dr. Paul Milgrom, con colaboración de Bob Broxson y Gustavo Suárez:

"De otro lado, y habida consideración que existen eventos que no se ajustan enteramente a la irresistibilidad e imprevisibilidad exigidas para que pueda configurarse una fuerza mayor o caso fortuito, o por lo menos para evitar discusiones jurisprudenciales y doctrinales, así como hacer menos gravosa la carga de la prueba, es costumbre en los contratos del sector energético y en los de infraestructura pactar unos eventos eximentes o justificativos que eximen de responsabilidad al deudor.

(...) estimamos que las partes podrían pactar una cláusula denominada eventos eximentes de responsabilidad y dentro de ella distinguir entre fuerza mayor o caso fortuito adoptando la definición legal y estableciendo otros eventos eximentes haciendo un listado de los mismos. El procedimiento para el reconocimiento no (sic) de las partes de un evento eximente puede ser el mismo para uno u otro caso. Esta sugerencia permite conciliar las experiencias acumuladas por los mercados de gas natural más maduros y regulados por el Common Law y nuestro marco constitucional, legal (sic) y regulatorio, para solucionar las fallas que caracterizan el mercado de gas natural de Colombia".

Se considera que los eventos eximentes deben ser taxativos y limitados, circunscritos únicamente a eventos que por la misma naturaleza del contexto colombiano y la legislación en materia de servicios públicos, pueden presentarse. De otra forma, se abriría la posibilidad de permitir la interrupción en la prestación del servicio de manera casi ilimitada, sin responsabilidad alguna por parte del agente.

El reporte transcrito también señala una propuesta de definición de los Eventos Eximentes, a saber:

"(...) por Evento Eximente se entiende todo hecho o evento que se encuentre razonablemente fuera de control de la Parte afectada por dicho evento y cuyos efectos no son imputables a su culpa o imprudencia, pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha Parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo"

Como se ve, la posibilidad de que un agente pueda eximirse de responsabilidad por haber incurrido en una interrupción o incumplimiento de un contrato de suministro o transporte de gas natural está ligada a la diligencia que haya guardado en la prevención del evento que causó el incumplimiento. No puede considerarse, de ninguna manera, que el sólo acaecimiento del hecho exime de responsabilidad al agente, sino que debe verificarse su cuidado y diligencia oportuna para evitarlo.

De acuerdo con lo anterior, se establece en la presente propuesta regulatoria la siguiente definición de eventos eximentes 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 agentes por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si este 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.



Así mismo, se determinan los siguientes eventos:

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, 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.
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 de reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en el Artículo 12 de la presente Resolución.
4. En los contratos de transporte, las salidas forzadas de la infraestructura de transporte que serán objeto de la regulación de confiabilidad. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en la propuesta de la Resolución CREG 054 de 2012.
5. Cuando por causas imputables al comprador el registro de que trata el literal b) del numeral 1.3 del Anexo 1 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.”

### c) Lاپso máximo permisible para interrupciones del servicio

Según se ha explicado, la continuidad y la eficiencia en la prestación de los servicios públicos domiciliarios son dos de los fundamentos de la normativa colombiana en esa materia. Corolario de ello es el mandato que la Constitución y la Ley han dado al Estado en su conjunto, al Gobierno y a las Comisiones de Regulación en particular.

Así, el artículo 365 de la Constitución Política determina que *“los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado”* y que es su deber *“asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”*. De la misma forma, y de conformidad con el artículo 367 Superior, la Ley 142 de 1994 estableció los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios, entre ellos el de la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

Por otro lado, el artículo 11 de la misma Ley estableció la obligación de las empresas prestadoras de servicios públicos, de *“asegurar que el servicio se preste en forma **continua y eficiente**, y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al usuario o a terceros”*.

Igualmente, conforme a la Ley 142 de 1994<sup>60</sup>, la prestación continua de un servicio de buena calidad es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos.

De acuerdo con lo anterior, se procederá a fijar un lapso máximo de interrupción del servicio por causa de mantenimientos programados. Lo anterior sin perjuicio de las normas que adopte la Comisión en relación con la programación y coordinación de mantenimientos.

Es pertinente referirnos nuevamente a la consultoría realizada por el Dr. Paul Milgrom, con el apoyo de Bob Broxson y Gustavo Suárez. Allí, se dijo lo siguiente al respecto:

"Ya hemos descrito cómo los Eventos Eximentes pueden ser integrados con la Fuerza Mayor para Colombia para replicar el efecto de la definición de Fuerza Mayor más amplio utilizado en otros mercados. Además, recomendamos que una cláusula de circunstancias especiales se incluya en los contratos estandarizados adoptados por el mercado colombiano, que permiten la interrupción por el comprador o vendedor de un número fijo de días por año de contrato. Recomendamos que el número máximo de días permitidos para la interrupción se limite a diez (10) días, y que el número de días permitidos para este tipo de eventos debe ser igual para todos los participantes en la industria en toda Colombia.

El nivel histórico de confiabilidad en la producción parece ser de aproximadamente 95%, o superior. Como hemos subrayado más arriba y en los informes anteriores, la utilización de una cláusula como la de Eventos Eximentes con demasiada frecuencia afectaría la confiabilidad y la reputación de las partes. Con base en el nivel máximo histórico de confiabilidad en el suministro, hacemos esta recomendación"<sup>61</sup>

En el mismo sentido se pronunciaron los agentes, a lo largo del desarrollo de la consultoría y de los talleres llevados a cabo.

Aunado a lo anterior, debemos referirnos a otro aspecto importante que introduce el Decreto 2100 de 2011 frente al mercado de gas natural en Colombia y, en especial, frente a las implicaciones en los contratos de suministro y transporte, cual es el de la confiabilidad de sus sistemas. En efecto, el artículo 18 del mencionado decreto se refirió a la competencia de la CREG para diseñar mecanismos de incentivos con el fin de que los agentes aumenten la confiabilidad en la prestación del servicio, todo de conformidad con las funciones y objetivos fijados por la Ley 142 de 1994. Dice el artículo 18 del mencionado Decreto lo siguiente:

**"Artículo 18. Inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio.** Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

Con el fin de incentivar el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG, dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de este decreto, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales."

<sup>60</sup> Artículo 136.

<sup>61</sup> Traducción libre.

Lo anterior toma relevancia en la medida en que la definición que el mismo Decreto hace de "Contrato Firme o que Garantiza Firmeza" establece la posibilidad de interrumpir el transporte o suministro cuando haya eventos de mantenimientos y labores programadas, de conformidad con el artículo 139 de la Ley 142 de 1994<sup>62</sup>. En la medida en que la confiabilidad del servicio de gas natural aumente en razón a los incentivos que la regulación expedida por la CREG cree, la posibilidad de interrupción se verá necesariamente disminuida.

De acuerdo con el estudio realizado por Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca, denominado "Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicios asociado a la infraestructura de suministro en los campos de producción", dado a conocer por la CREG mediante Circular 011 del 6 de marzo de 2012, la probabilidad de interrupciones programadas en suministro y transporte de gas es baja y seguirá reduciéndose a través del tiempo.

Es pertinente transcribir partes del estudio mencionado, así:

"En cuanto a las características propias de las interrupciones, teniendo en cuenta los histogramas de los datos suministrados por las empresas, la función de densidad de probabilidad de la duración de las interrupciones para ambos sistemas es considerada log-normal, en tanto que la ocurrencia de las interrupciones se modela, como es habitual en estos casos, como un proceso de Poisson. (...)

La Tabla 28 indica la estimación probabilística de las interrupciones no programadas y la Tabla 29 la de interrupciones programadas para el año 2016. (...)

**Tabla 2 Estimación probabilística de interrupciones programadas (2016)**

	Interrupción por año	Duración media	Desvío Estándar	Porcentaje de Volumen cotratado min	Porcentaje de Volumen cotratado max
		horas	horas		
P. Bellena	4,00	120,00	90,00	0,44	0,67
La Creciente	1,00	360,00	204,00	0,08	1,00
Mag. Medio	1,00	360,00	204,00	0,08	1,00
Payoa y Provincia	1,00	360,00	204,00	0,08	1,00
Gibraltar	1,00	360,00	204,00	0,08	1,00
Cusiana y Cupiagua	4,00	91,00	92,00	0,05	0,59
Suministro Sur	1,00	360,00	204,00	0,08	1,00

<sup>62</sup> Artículo 139. Suspensión en interés del servicio. No es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para:

139.1. Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno a los suscriptores o usuarios.

139.2. Evitar perjuicios que se deriven de la inestabilidad del inmueble o del terreno, siempre que se haya empleado toda la diligencia posible, dentro de las circunstancias, para que el suscriptor o usuario pueda hacer valer sus derechos.

(...)

**Tabla 3 Datos de interrupciones de transporte utilizado en el informe del año 2010**

Tramos de Transporte	Longitud km	Capacidad máxima MPCD	Interrupción por año	Duración media	Desvío Estándar	Porcentaje de Volumen	Porcentaje de Volumen
P. Ballena - La Guajira	121	524,0	1,10	106,12	285,50	-	0,94
La Guajira - Magdalena	77	524,0	0,61	49,89	67,95	-	0,01
Magdalena - Atlantico	109	524,0	2,20	71,59	96,62	-	0,27
Atlantico - Bolivar	100	237,1	1,20	11,54	20,89	-	0,01
Bolivar - Cordoba.Sucre	190	102,1	2,20	107,02	168,64	-	0,38
P. Ballena - Cesar	386	260,0	3,40	42,51	28,49	0,04	1,00
Cesar - Barranca Bermeja	386	260,0	3,80	68,63	83,69	0,05	0,37
Bucamaranga - Barranca Bermeja	156	29,0	1,23	49,89	67,95	-	1,00
B. Bermeja - Vasconia	170	203,0	0,60	18,00	9,00	0,43	0,56
Vasconia - Antioquia	148	72,5	1,17	49,89	67,95	-	1,00
Cundboy - Vasconia	150	134,0	0,20	42,50	21,25	-	1,00
Cundboy - Bogota	114	187,6	0,60	18,60	13,50	0,07	1,00
GBS - Cundboy	306	392,0	2,41	49,89	67,95	-	1,00
GBS - Villavicencio	149	29,6	0,60	37,33	15,14	-	1,00
Villavicencio - Bogota	122	17,8	0,40	36,05	46,90	-	1,00
Vasconia - Mariquita	122	192,0	2,00	65,68	126,68	0,18	1,00
Mariquita - CQR	219	158,0	0,20	54,00	27,00	-	1,00
CQR - Valle del Cauca	122	148,0	96,00	49,89	67,95	-	1,00
Mariquita - Tolima.Hulia	288	15,0	1,20	18,83	8,06	0,03	1,00

(...)"

De la información contenida en las columnas "Interrupción por año" y "Duración media" se puede concluir lo siguiente:

- En materia de suministro, las interrupciones programadas contabilizadas en días por año ascienden a 20, en el caso del campo de Ballena. Sin embargo, todos los demás campos analizados tienen interrupciones programadas por 15 días por año.
- En materia de transporte, se tiene que las interrupciones programadas contabilizadas de la misma manera, no superan los 11 días/año. Más aún, el promedio es menor a 3.5 días por año.

Por lo tanto, la CREG considera que la máxima duración de las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior a:

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

#### **d) Incumplimiento y Compensaciones**

Tal y como se ha expuesto, la Consultoría para la Estandarización de Contratos de Suministro y Transporte de Gas en Colombia desarrollada por Milgrom con la colaboración de Broxon y Suárez, propuso estandarizar lo que tiene que ver con las compensaciones económicas que deben pagar los agentes por causa de incumplimiento de las respectivas obligaciones de entregar o recibir en firme.

Es de aclarar que las compensaciones aquí estipuladas se refieren a los eventos en que alguna de las partes del contrato de suministro o transporte de gas natural en firme, incumple su principal obligación, cual es la de entregar o recibir, transportar o pagar el cargo respectivo, según sea el caso.

En concreto, para efectos regulatorios y de la compensación que se fijará, se considerará que existe incumplimiento en los siguientes casos:

- En los contratos de suministro en firme, de firmeza condicionada y opciones de compra de gas natural:
  - Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregarla cantidad nominada, siempre y cuando sea igual o inferior a la cantidad de gas natural contratada por el comprador.
  - Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el gas contratado en firme.
- En los contratos de transporte de gas natural en firme, con firmeza condicionada y opciones de compra:
  - Por parte del transportador, cuando éste 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.

En cuanto a las compensaciones por incumplimiento, debe recordarse que fue un punto de álgida discusión en la consultoría realizada por Milgrom. Allí se propuso, en principio, atar las compensaciones por incumplimiento a un índice internacional de precios como el de Henry Hub, en el mercado Norteamericano. Sin embargo, dicha propuesta fue descartada para concluir que las compensaciones deberían corresponder a un factor de 1.5 veces el precio del producto y de los cargos de transporte. Esto, durante la transición a un índice colombiano formado a partir de las subastas que se diseñen y el funcionamiento del mercado secundario y de corto plazo.

Consideramos pertinente transcribir una vez más el último informe presentado por Milgrom, publicado mediante Circular CREG 080 de 2011:

“Nuestra recomendación final se refiere a la manera en que las compensaciones causadas por incumplimiento se deben calcular. Cuando no hay un mercado secundario líquido y transparente para establecer los precios spot de gas, hay dos posibles enfoques para la determinación de compensaciones. El primero se basa en la creación de un índice de precios temporal que sigue el precio teórico del mercado en Colombia, aunque imperfectamente. El segundo evita la creación de un índice en favor de una medida más limitada de las compensaciones, la cual se fija en función del precio del contrato y puede depender de otras transacciones simultáneas.

Comenzamos por evaluar el enfoque del índice. Desde 1977, la regulación ha establecido que el precio para el campo de La Guajira debe ser calculado y actualizado en febrero y agosto de cada año. En el cálculo de este precio, el gobierno actualmente utiliza la información de terceros, específicamente el Platts Gulf Coast Residual Fuel Oil Price Index, para determinar el precio actualizado de cada período. Como un índice de precios del gas, este parece erróneo, ya que cualquier índice de gas sobre la base de los precios del fuel oil es vulnerable a los cambios en la relación de precios del gas con los precios del petróleo. En ausencia de un mercado secundario líquido y transparente, no hay datos que nos permitan comparar el comportamiento de este índice con el precio al que se supone que debe hacer un seguimiento, pero creemos que los argumentos en relación con sus defectos son convincentes.

(...)

En el una versión anterior de este informe, señalamos que debido a la concentración en el mercado colombiano, es probable que un índice colombiano de precios de gas que podría ser desarrollado en los próximos años, tenga un riesgo de manipulación. Se recomendó que la industria colombiana de gas natural adopte el Índice del Henry Hub para el cálculo de las compensaciones por incumplimiento. Debido a que las decisiones sobre incumplimiento se hacen diariamente, se recomienda que la estimación de las compensaciones se base en el índice Henry Hub en el día del incumplimiento. Hemos hecho esta recomendación a sabiendas de que este índice sería necesariamente imperfecto y afectado por factores de ubicación específica, que son diferentes de los que operan en Colombia.

Después del primer borrador de este informe, recibimos varios comentarios sobre este índice propuesto. Algunos comentarios impugnan la validez de la utilización de un índice de gas procedente de los Estados Unidos, mientras que otros sugirieron el uso o desarrollo de un índice basado en el West Texas Intermediate (WTI). Somos conscientes de los límites de la utilización de cualquier índice extranjero, pero esto es inevitable hasta que un índice de precios de Colombia esté disponible.

(...)

Dadas estas dificultades, instamos a Colombia a desarrollar un buen índice lo antes posible. Sin un buen índice de precios, el ideal teórico de la "expectativa de daños" basados en el enfoque legal-económico es muy costoso de implementar, lo que requiere de un análisis caso por caso, de las circunstancias particulares que determinan la pérdida.

Para mitigar los costos de tal enfoque, un contrato estándar podría, por el contrario, fijar compensaciones basadas en el precio del contrato y otros indicadores de comportamiento de algunas de las partes contratantes. Por ejemplo, si un vendedor entrega el gas a otro cliente a un precio mayor y los precios de este tipo son públicamente registrados, entonces la indemnización podría establecerse en función del precio más alto como un proxy para el precio secundario. Un comentarista en nuestro proyecto de informe sugirió una pena por la falta de entrega igual a un múltiplo de los precios de los contratos (es decir, 1,5 veces).

(...)

Si bien creemos que no hay opciones perfectas en este caso, hemos reconsiderado nuestra recomendación inicial. Creemos que Colombia debe implementar un índice de precios específicamente para Colombia y en la fecha más temprana posible, y debe adoptar el término de 1.5x el precio del contrato sugerido por el comentarista como medida provisional, tomando ventaja de su simplicidad y el hecho de que responda a las condiciones únicamente del mercado colombiano".

Se han revisado antecedentes en cuanto a la fijación de compensaciones en otras medidas adoptadas por la CREG. Se puede observar, entonces, que existen dos ocasiones próximas y evidentes en que la CREG ha establecido el monto de las compensaciones por interrupciones del servicio o incumplimientos contractuales.

Así, es preciso referirse al artículo 20 de la Resolución CREG 118 de 2011, el cual remite al reglamento de la subasta que se diseñó para el periodo de transición según lo dispuesto por el Decreto 2100 de 2011, en lo que se refiere a compensaciones. Establece el artículo 20 mencionado y el numeral 3 del Anexo 1 de la misma relativo al reglamento de las subastas, lo siguiente:

**"ARTÍCULO 20. COMPENSACIONES.** En los contratos de suministro para la atención de la demanda regulada se aplicará lo dispuesto en el numeral x del literal a del numeral 3 del Anexo 1 de la presente Resolución. La CREG en Resolución aparte hará las modificaciones correspondientes en la Resolución CREG 100 de 2003.

(...)

#### Anexo I

**3. Reglamento de la Subasta.** El Reglamento de la Subasta deberá contener como mínimo los siguientes elementos:

**a. Producto:** El Productor-Comercializador deberá definir en forma precisa el (los) Producto (s) a ofrecer a partir de sus propias valoraciones de riesgo y con base en sus pronósticos de disponibilidad de gas natural, considerando en todo caso la Oferta de PTDFV publicada.

Los productos deberán indicar como mínimo:

(...)

x. Valoración de la compensación por producto firme no entregado, que será equivalente a una vez y media (1.5) el precio del producto;"

Para determinar el factor de 1.5 contenido en la Resolución CREG 118 de 2011, la CREG tuvo en cuenta el estudio de alrededor de 140 contratos de suministro en firme, en los que se encontró lo siguiente:

"i. Valoración de la compensación por producto firme no entregado:

i. Para mercado no regulado, el vendedor reconoce al comprador el valor equivalente a multiplicar la cantidad dejada de entregar por el precio del gas pactado en el contrato. EN algunos casos pactan una compensación que incluye un factor que va entre 1.2 y 1.5. (...)

ii. Para el mercado regulado, en general los vendedores aceptan reconocer al comprador el valor de las compensaciones a que haya lugar y que haya tenido que pagar el comprador al usuario como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 100 de 2003. (...)

En la medida que la valoración de las compensaciones por la Resolución CREG 100 de 2003 está orientada a la demanda esencial, cuyo suministro está priorizado por la normatividad, y aquellas derivadas de los procesos de re-negociación de los contratos con las plantas térmicas a finales de los años noventa reflejan condiciones contractuales muy particulares, la Comisión considera que la tendencia del mercado ha sido pactar compensaciones valoradas en una vez y media (1.5) el precio del producto, por lo que se propone sea éste el parámetro a ser incluido en los contratos celebrados en el periodo de transición"

Los comentarios recibidos al respecto son consistentes con algunos recibidos por la CREG en virtud de la publicación del informe de la consultoría, mediante Circulares 063 y 080 de 2011, en el sentido de tener en cuenta que los costos de interrupción son distintos para cada tipo de demanda, regulada o no regulada, en razón a la fórmula de compensación establecida en la Resolución CREG 100 de 2003 para interrupciones del servicio de gas natural a usuarios conectados a Sistemas de Distribución de gas natural por redes de tuberías.

En efecto, el artículo 5º de la Resolución CREG 100 de 2003, establece una fórmula para establecer compensaciones por interrupción de servicio, aplicable a las interrupciones del servicio en las que el agente comercializador o distribuidor incurra. Vale la pena transcribir el último artículo mencionado:

**"ARTÍCULO 5o. COMPENSACIONES.** El incumplimiento del indicador DES genera compensación al respectivo usuario. El valor a compensar a los usuarios afectados se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VCD = [ DES ] \times CI \times DP$$

Donde:



**VCD:** Valor mensual a Compensar por el incumplimiento del indicador DES (\$Col.)

**DES:** Indicador registrado durante el mes (Horas).

**CI:** Costo de Interrupción del Servicio de Gas a usuarios (\$ por m3) establecido por la CREG. Para lo anterior la CREG podrá utilizar, entre otros, los estudios de la UPME.

**DP:** Demanda Promedio Horaria del Usuario durante los últimos doce meses (m3/hora). La demanda promedio se calcula como el cociente entre el consumo (m3) facturado durante los doce meses anteriores al momento de calcular la compensación y el número total de horas del año.

Para efectos de reconocer esta compensación al usuario afectado, el Comercializador calcula el monto a compensar a cada usuario detallando los valores de las variables de la fórmula descrita anteriormente, e informa al Agente responsable de la falla en el mes siguiente al mes de consumo. El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados, en la factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos usuarios. El Comercializador descontará los valores compensados en el siguiente pago que tenga que hacerle al Agente responsable de la falla.

Cada Comercializador deberá enviar trimestralmente a la SSPD, o con la periodicidad que la SSPD defina según el Sistema Único de Información, una relación de los montos compensados, detallando los valores de cada una de las variables de la fórmula indicada anteriormente.

La anterior compensación no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el Comercializador la indemnización de perjuicios no cubiertos por la compensación, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo. Los usuarios que tengan contratos interrumpibles no serán objeto de las compensaciones de que trata el presente artículo."

De la misma forma, vale la pena mencionar el artículo 1 de la Resolución CREG 100 antes transcrita, en la medida en que allí se determinó el ámbito de aplicación de la misma, así:

"ARTÍCULO 1o. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Los Estándares de Calidad de que trata la presente Resolución son aplicables en su totalidad a los usuarios que se conectan a Sistemas de Distribución de gas natural por redes de tuberías y, a los usuarios que se conecten a Sistemas de Distribución de GLP por redes de tuberías según lo establecido en la presente Resolución. La lectura, medición y reporte de los estándares aquí establecidos es responsabilidad del Distribuidor y, **cada agente de la cadena será el responsable por el incumplimiento que cause a los indicadores establecidos en esta Resolución según corresponda.**"

De otra parte, se hace notar que las anteriores normas se refieren únicamente a los eventos en que el incumplimiento provenga del vendedor o transportador. Sin embargo, la regulación no ha contemplado de manera específica las compensaciones que se causen con ocasión del incumplimiento del comprador o del remitente.

Ello obedece a que si estamos refiriéndonos a contratos de suministro y transporte en firme, ello quiere decir, como se ya se dijo, que las obligaciones principales del comprador y el transportador, respectivamente, son las de entregar el gas y transportarlo. Por su parte, el comprador y el remitente deben pagar el producto y la capacidad para su

transporte.

Dado que eso es así, no existe razón alguna para que el comprador o remitente compense a su contraparte por no disponer del producto o por no disponer de la capacidad por la que ya han debido pagar. Más aún si se tiene en cuenta que en la presente propuesta se está creando una figura propuesta por el Dr. David Harbord denominada *use it or lose it* o UIOLI, adaptada en este caso *use it or sell it* o úselo o véndalo. Allí, según se ha explicado, deberán transarse aquellas cantidades de gas y capacidad de transporte que han sido contratadas, pero no han sido nominadas.

Debe además tenerse en cuenta que los riesgos, costos y posibles afectaciones de compradores y remitentes son distintos a aquellos de los vendedores y transportadores. Por ejemplo, mientras que el incumplimiento del vendedor acarrea costos de bienes sustitutos al comprador, no puede decirse lo mismo del caso en que el comprador es quien incumple su obligación de recibir. En efecto, si bien puede conllevar consecuencias indeseables para el vendedor, este, en principio, no debe incurrir en gastos o inversiones distintas a las ya internalizadas. En dicho sentido se han pronunciado algunos agentes del mercado, afirmando que en el caso del suministro el vendedor puede encontrar compradores en el mercado secundario.

En el caso del transporte, es claro que el remitente se obliga al pago periódico de un cargo fijo por una capacidad máxima, de la cual puede optar por no hacer uso, aun cuando deba seguir pagando el cargo referido. Por tanto, no es admisible considerar que la no entrega de gas para su transporte se erige como un incumplimiento. No obstante, el incumplimiento en el pago de dichos cargos sí debe acarrear consecuencias.

Ahora bien, la obligación principal del comprador y del remitente es pagar el producto y los cargos de transporte respectivos. El riesgo del vendedor o del transportador podrá ser cubierto por garantías que cumplan con los requerimientos de ellos. Dichas garantías deberán cubrir el monto correspondiente al valor del producto o de los cargos, así como los posibles intereses corrientes y moratorios que se causen por la mora en el pago.

Por lo tanto, la tasación de las compensaciones que se causen por el incumplimiento del comprador o del remitente deberá ser distinta a la del vendedor y transportador.

Habiendo establecido lo anterior, se considera lo siguiente:

- La CREG encuentra ajustada la fórmula establecida en el artículo 5º de la Resolución CREG 100 de 2003, en la medida en que reconoce de manera clara y acertada el costo de los sustitutos de la demanda regulada. Además, la señal regulatoria de tal compensación es consistente con la priorización de demanda establecida en el Decreto 880 de 2007 *“por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda”*, en concordancia con el artículo 4 del Decreto 2100 de 2011.
- Asimismo, la CREG encuentra razonable el factor de 1.5 que, de acuerdo con los estudios realizados previamente, ha pactado la industria para determinar las compensaciones por el incumplimiento en la obligación del productor-comercializador

de entregar el gas contratado en firme al comprador no regulado. Se asume que la práctica mencionada conlleva ya el reconocimiento del costo de bienes sustitutos.

- Las compensaciones que se establezcan deben guardar equilibrio entre los agentes, teniendo en cuenta los costos y riesgos propios de los agentes.

En ese sentido, se diferenciará la compensación exigida en los contratos de suministro y transporte de gas natural según la demanda que se atienda, guardando así coherencia no sólo con la regulación vigente, sino con las actuales prácticas de la industria. Así, se propone establecer las siguientes compensaciones, de acuerdo con los incumplimientos regulatoriamente considerados:

- En el contrato de suministro en firme, con firmeza condicionada y opciones de compra de gas natural:
  - Si el vendedor incumple su obligación firme de entregar gas al comprador, aquel reconocerá y pagará al comprador una suma equivalente a una vez y media (1.5): el precio del gas natural pactado entre las partes en el contrato respectivo multiplicado por la cantidad no entregada más el costo de los cargos fijos de transporte de dicha cantidad. Asimismo, el vendedor deberá pagar las compensaciones por variaciones en el sistema de transporte a que haya lugar.

En el evento en que el gas contratado tenga por objeto atender demanda regulada, deberá dársele aplicación a lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003, en especial su artículo 5.

- Si el comprador incumple su obligación de pagar el gas contratado en firme, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo.
- En el contrato de transporte de gas natural en firme, con firmeza condicionada y opción de compra:
  - Si el transportador incumple su obligación firme de transportar el gas natural del remitente, aquel reconocerá y pagará al remitente una suma equivalente a una vez y media (1.5): el valor de los cargos fijos de transporte pactados en el respectivo contrato, multiplicado la cantidad dejada de transportar más el precio del gas natural vigente multiplicado por dicha cantidad. Asimismo, el transportador deberá pagar las compensaciones por variaciones en el sistema de transporte a que haya lugar.

En el evento en que el la capacidad contratada tenga por objeto transportar gas cuyo fin sea atender demanda regulada, deberá dársele aplicación a lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003, en especial su artículo 5.

- 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.

#### 4.2.2 Participantes del mercado primario

La propuesta regulatoria también busca definir qué agentes pueden participar en el mercado primario como vendedores y compradores tanto de producto como de capacidad de transporte. La definición de los participantes en el mercado primario tiene como objetivos: i) incrementar la transparencia del mercado primario a través de regulación clara y exigible a los participantes, que facilite el control y la vigilancia; y iii) minimizar riesgos de incumplimiento entre los agentes que participan en el mercado.

##### 4.2.2.1 Vendedores de gas

Como vendedores de gas en el mercado primario podrán participar:

- Productores-comercializadores.
- Comercializadores de gas importado. Se entiende como el agente importador de gas de que trata el Artículo 2 del Decreto 2100 de 2011, que vende el gas importado para la atención el servicio público domiciliario de gas combustible.
- Procesadores de gas en el SNT. En ocasiones el gas entregado al SNT, aunque cumple las condiciones de entrega del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), contiene elementos como etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes los cuales interesan a empresas procesadoras de gas. Estas empresas se encargan de extraer el gas del SNT y recuperar las concentraciones de otros elementos diferentes al gas natural, y luego reinyectar el gas al SNT en condiciones que cumplan las especificaciones técnicas establecidas en el RUT.

Para que la empresa procesadora de gas en el SNT reinyecte el gas en el SNT, debe vender este gas a algún comprador. Cuando este gas se pretenda vender bajo modalidades contractuales que garantizan firmeza corresponderán a transacciones del mercado primario y deberán realizarse de acuerdo con las disposiciones definidas para este mercado, actuando la empresa como vendedor de gas.

Es importante para la transparencia del mercado que las empresas que se dediquen al procesamiento de gas en el SNT no tengan relación económica con otra empresa del sector, ya que de no ser así pueden crear distorsiones del mercado afectando precios y cantidades cuando actúan como compradores.

##### 4.2.2.2 Compradores de gas

Como compradores en el mercado primario podrán participar:

- Empresas que utilicen el gas como materia prima de procesos industriales petroquímicos. De acuerdo con el párrafo 2 del Artículo 11 de la Ley 401 de 1997, en este caso no hay que predicar las competencias de que trata la Ley 142 de 1994.

- Procesadores de gas en el SNT. Para que la empresa procesadora de gas en el SNT pueda procesar el gas, debe comprarlo a algún vendedor. Por lo anterior puede participar como comprador en el mercado primario.
- Comercializadores: Es importante para la transparencia del mercado que las empresas que se dediquen a ejercer la actividad de comercialización no tengan vinculación económica alguna con los agentes que pueden actuar como vendedores de gas en el mercado primario, ya que de no ser así pueden crear distorsiones del mercado afectando precios cuando actúan como compradores llevando a precios ineficientes.
- Otras empresas de servicios públicos que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural. Estas empresas se diferencian de los comercializadores en que las operaciones que realizan en el mercado primario las realizan a nombre propio y no representando a otros usuarios.

Es importante resaltar que con esta propuesta de reglamentación de los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural se están definiendo roles, responsabilidades y deberes para los agentes, que requieren de una labor de control y vigilancia para el adecuado funcionamiento del mercado, la cual se facilita cuando los compradores del mercado primario son empresas de servicios públicos domiciliarios.

Debe considerarse también que la implementación de figuras como el retiro del mercado en el sector eléctrico, que han minimizado el riesgo de incumplimiento y la cartera de los agentes en el mercado mayorista de energía, es posible cuando los participantes del mercado primario son empresas de servicios públicos, lo que permite la reducción de riesgos en el mercado primario de gas y la consistencia con los demás aspectos comerciales propuestos. Esta es una figura que debe considerarse también para el mercado de gas natural.

#### **4.2.2.3 Vendedores de capacidad de transporte**

Como vendedores de gas en el mercado primario podrán participar únicamente los transportadores de gas natural, en los términos de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique, aclare o sustituya.

#### **4.2.2.4 Compradores de capacidad de transporte**

Como compradores de capacidad de transporte de gas en el mercado primario podrán participar:

- Empresas que utilicen el gas como materia prima de procesos industriales petroquímicos. De acuerdo con el parágrafo 2 del Artículo 11 de la Ley 401 de 1997, en este caso no hay que predicar las competencias de que trata la Ley 142 de 1994.
- Productores-comercializadores. Como vendedor de gas puede ser una ventaja comparativa que ofrezca no solo el producto sino también la capacidad de transporte.

De esta manera se incentiva la contratación de los gasoductos, se revelan demandas y se evidencia la necesidad de nueva infraestructura para incrementar la capacidad.

- Comercializadores de gas importado. Aplican las mismas razones dadas para permitir la compra de capacidad de transporte a los productores comercializadores.
- Procesadores de gas en el SNT. Cuando actúan como vendedores de gas aplican las mismas razones dadas para permitir la compra de capacidad de transporte a los productores comercializadores.
- Comercializadores. Requiere contratar la capacidad de transporte para poder prestar el servicio público domiciliario a los usuarios que atiende.
- Otras empresas de servicios públicos que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural. Estas empresas como realizan las operaciones en el mercado primario a nombre propio deben contar con la oportunidad de adquirir la capacidad de transporte que necesitan.

#### **4.2.3 Mecanismos de comercialización en el mercado primario**

Habiéndose establecido los productos que pueden ser transados en el mercado primario de suministro y transporte de gas natural, y definido claramente quiénes pueden participar en este mercado, se procede a exponer las formas de comercialización. Como se verá, se permitirán dos mecanismos, que son las negociaciones bilaterales y las subastas organizadas por el Gestor del Mercado.

##### **4.2.3.1 Negociaciones bilaterales en el mercado primario de gas natural**

En esta sección se presentan las condiciones bajo las cuales se podrá transar gas natural en el mercado primario a través de negociaciones bilaterales.

##### **a) Productores - comercializadores**

Los productores comercializadores podrán comercializar gas a través de negociaciones bilaterales únicamente 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. Se entiende que en este caso el comprador es libre de determinar las cantidades que quiere comprar, de elegir el vendedor y de pactar las condiciones contractuales.
- Según lo establecido en el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, el comprador sea un procesador de gas en el SNT y lo compre para extraer otros elementos diferentes al gas natural y luego reinyecte el gas al SNT. Se entiende que en este caso el comprador es libre de determinar las cantidades que quiere comprar, de elegir el vendedor y de pactar las condiciones contractuales.

- Según lo establecido en el artículo 22 del Decreto 2100 de 2011, tenga como destino las exportaciones. Se entiende que en este caso el comprador es libre de determinar las cantidades que quiere comprar, de elegir el vendedor y de pactar las condiciones contractuales.
- De conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, el gas comercializado por el productor–comercializador provenga de yacimientos no convencionales, campos menores, o campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad. En estos casos el vendedor es libre de determinar las cantidades que quiere ofrecer, de elegir los compradores y en el caso del gas, sobre el cual no se ha declarado la comercialidad, de pactar las condiciones contractuales que pueden diferir de lo establecido en el numeral 4.2.1 de este documento.
- Provenza de un campo aislado. Se debe entender como campo aislado aquel que no tiene conexión física, a través de gasoductos, con 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 y de Cusiana en el departamento de Casanare.
- Provenza de un nuevo campo de producción. Esto con el fin de dar incentivos vía regulación a la exploración y explotación de nuevos campos de producción de gas que permitan asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente.

Se entiende que para iniciar el desarrollo<sup>63</sup> de nuevos campos de producción, en ocasiones los productores necesitan asegurar un flujo de caja constante con horizontes de planeación mayores a la duración de los productos ofrecidos en la subasta de gas. Esta flexibilidad en la negociación bilateral para el gas proveniente de estos campos tiene una duración de un año, tiempo durante el cual el productor es libre de determinar las cantidades que quiere ofrecer, de elegir los compradores y la duración de los contratos. Las demás condiciones contractuales deberán regirse por lo establecido en el numeral 4.2.1 de este documento.

Con esta medida se busca que el productor se pueda enfrentar a una menor incertidumbre al momento de realizar el cierre financiero de las operaciones de desarrollo de nuevos campos.

- Se ofrezca mediante la modalidad de Contrato de Opción de Compra de Gas, siempre que la cantidad a transar no supere la cantidad vendida por el respectivo productor-comercializador mediante la modalidad de Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada con destino a exportaciones.

#### **b) Comercializador de gas importado**

Con el fin de promover la competencia en igualdad de condiciones entre las distintas fuentes de producción de gas, y de preservar los criterios de confiabilidad que se definan

<sup>63</sup> Desarrollo u operaciones de desarrollo se entenderán según la definición del contrato de exploración y producción de hidrocarburos de la ANH.

como resultado de la propuesta sometida a consulta a través de la Resolución CREG 054 de 2012. Los comercializadores de gas importado podrán comercializar gas a través de negociaciones bilaterales únicamente cuando:

- Según lo establecido en el párrafo 2 del artículo 11 de la Ley 401 de 1997, el comprador lo destine al uso como materia prima de procesos industriales petroquímicos. Se entiende que en este caso el comprador es libre de determinar las cantidades que quiere comprar, de elegir el vendedor y de pactar las condiciones contractuales.
- Según lo establecido en el párrafo 1 del artículo 11 de la Ley 401 de 1997, el comprador sea un procesador de gas en el SNT y lo compre para extraer otros elementos diferentes al gas natural y luego reinyecte el gas al SNT. Se entiende que en este caso el comprador es libre de determinar las cantidades que quiere comprar, de elegir el vendedor y de pactar las condiciones contractuales.
- La transacción tenga como propósito cumplir las obligaciones de energía firme, OEF, de los generadores térmicos que se acogieron a la opción de gas natural importado, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 106 de 2011, o aquel que lo modifique o sustituya.

En este caso la cantidad de gas negociado bilateralmente no podrá superar a la capacidad contratada por cada generador térmico con el operador del servicio de confiabilidad de gas natural, OSC, de acuerdo con lo que se establezca en la resolución definitiva resultado de la propuesta sometida a consulta a través de la Resolución CREG 054 de 2012.

Esta medida se toma considerando la importancia que tiene, para los usuarios de gas natural que realizan inversiones en infraestructura de regasificación<sup>64</sup>, contar con mayor oportunidad en precio, producto y tiempos de entrega. Un usuario de gas que realiza inversiones de este tipo para asegurar el abastecimiento del producto es un usuario al que se le debe proporcionar mayor flexibilidad en la negociación del gas que se importe a través de su infraestructura.

- Las transacciones que tengan como propósito atender situaciones contingentes en las que por eventos de fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña o eventos eximentes de responsabilidad, un vendedor no pueda suministrar el gas de los contratos a sus compradores, y estos deban realizar compras a los comercializadores de gas importado como mecanismo para asegurar la confiabilidad en el abastecimiento. Esto en el marco de lo que se establezca sobre: i) asignación de capacidades de uso y almacenamiento de la infraestructura de regasificación; ii) mecanismos de negociación de capacidades; y iii) mecanismos para adquirir el gas natural importado, en la resolución definitiva de la propuesta sometida a consulta a través de la Resolución CREG 054 de 2012.

<sup>64</sup> De acuerdo con el Decreto 2100 de 2011 esta infraestructura corresponde al "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 natural importado.



### c) Procesadores de gas en el SNT

Los procesadores de gas en el SNT sólo podrán comercializar gas a través de negociaciones 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. Se entiende que en este caso el comprador es libre de determinar las cantidades que quiere comprar, de elegir el vendedor y de pactar las condiciones contractuales.

En la Tabla 4 se presenta un resumen de las máximas cantidades de gas negociables bilateralmente de acuerdo con el tipo de vendedor y fuente de producción o de suministro. Sin considerar el gas de que trata el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, referente a uso como materia prima de procesos industriales petroquímicos y procesamiento de gas, que se entiende tiene libertad en la negociación bilateral.

**Tabla 4 Cantidades máximas de gas negociables bilateralmente de acuerdo con la fuente de producción**

Vendedor	Fuente de producción o de suministro	Máxima cantidad de gas comercializable bilateralmente
Productor Comercializador	Yacimientos no convencionales	100% producción
	Campos menores ( $\leq 30$ MPCD)	
	Campos en pruebas extensas	
	Nuevos campos de producción	100% PTDV [A]
	Campos con ampliación de facilidades de la producción existente	100% $\Delta$ PTDV [A]
	Campos sin ampliación de facilidades de la producción existente	Opciones de compra de gas contra exportaciones
Comercializador de gas importado	Infraestructura de regasificación	Gas plantas térmicas OEF [B] Gas confiabilidad suministro [C]
	Interconexión internacional conectada al SNT	0
Procesador de gas en el SNT	Procesador de gas en el SNT	0

[A] Esto durante un año contado desde la primera declaración de la PTDV. Después aplicará lo estipulado para los *Campos sin ampliación de facilidades de la producción existente*.

[B] Gas destinado a la atención de las plantas térmicas que se acogieron a la opción de Gas Natural Importado con el propósito de cumplir las OEF.

[C] Gas para garantizar confiabilidad en el suministro ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito, causa

extraña o eximentes de responsabilidad que impidan la entrega de gas por parte de los vendedores.

#### **d) Productos**

En las negociaciones bilaterales los periodos que se negocien (e.g. 1 mes, 13 meses, 21 meses, etc.) siempre terminarán el 30 de noviembre<sup>65</sup>. Esto con la finalidad de que la demanda atendida tenga libertad para la selección de otro mecanismo de comercialización, y/u otro vendedor, y no quede cautiva al vendedor inicial.

La cantidad de gas que se negocie en cada modalidad contractual será libre (e.g. 80 MBTUD, 180 MBTUD, 205 MBTUD, etc.).

Por otra parte, resulta pertinente indicar que en el caso del gas natural que se utilice como materia prima, o para procesamiento una vez el gas está en el SNT, de acuerdo con la Ley 401 de 1997, se comercializará en las condiciones que establezcan las partes, sin tener que sujetarse a ninguna de las disposiciones que se tratan en este documento sobre la forma como se comercializa el gas natural en las negociaciones bilaterales.

#### **e) Condición de precio en las negociaciones bilaterales**

Bajo este mecanismo el gas natural se comercializará al precio que acuerden las partes. Esto con el fin de que se mantenga lo establecido en la Ley 401 de 1997, el Decreto 2100 de 2011 y se den incentivos para la exploración y explotación de nuevos campos de producción de gas.

#### **4.2.3.2 Subastas de gas natural**

En esta sección se presentan las condiciones bajo las cuales se podrá comercializar gas natural en el mercado primario a través de la subasta. Esto es, cuáles son los productos que se comercializarán en la subasta, quiénes y cómo podrán ofrecerlos, y quiénes y cómo podrán adquirirlos.

La subasta es el mecanismo de formación de precios que se considera eficiente para asignar el gas a aquellos compradores que más lo valoran, previniendo además la discriminación injustificada de precios.

De acuerdo con el estudio de Cramton (2008), lo primero que se debe definir cuando se decide establecer una subasta como mecanismo de formación de precios, es si la participación de los vendedores es obligatoria o voluntaria. En este caso se propone la participación de vendedores y compradores sea voluntaria.

Lo segundo que se debe definir, de acuerdo con Cramton (2008), es el alcance de la subasta, en particular si se realizan subastas separadas por cada vendedor y fuente de suministro, o si se realiza una única subasta que incluya simultáneamente todas las

---

<sup>65</sup> La única excepción la tendrán los campos que se encuentren en *pruebas extensas*, los cuales en las negociaciones bilaterales no tendrán la exigencia de negociar contratos que siempre terminen el 30 de noviembre.

fuentes de suministro y todos los vendedores. Esta última opción permitiría a los compradores arbitrar entre gas de diferentes campos, mejorando la formación de precios y reduciendo los costos de transacción.

Además de las ventajas observadas por Cramton de realizar una única subasta simultánea para todas las fuentes de suministro y vendedores, es conveniente resaltar que cualquier eventual percepción de escasez producida por una posible distorsión del mercado, que no corresponda a una situación real, se mitiga con esta propuesta.

A continuación se procede a describir las características más relevantes de la subasta propuesta, tomando como fundamento la propuesta realizada por Harbord (2011). Su funcionamiento detallado se establece en el Anexo 2 de la resolución propuesta.

#### **a) Oferta**

Cualquier productor-comercializador, comercializador de gas importado, o procesador de gas natural podrá participar voluntariamente, como oferente, en las subastas de gas.

#### **b) Demanda**

Cualquier comercializador podrá participar en la subasta de gas, en calidad de comprador.

Se establece como condición para participar en la subasta, como comprador, el hecho de que ningún productor tenga interés económico sobre el comercializador que quiere participar. Lo anterior porque los beneficios de la subasta en la formación eficiente de precios y como mecanismo que mitiga las distorsiones del mercado, podrían no alcanzarse si se permite que los vendedores tengan la posibilidad de actuar como compradores y afectar de esta manera el precio de la subasta.

#### **c) Tipo de subasta**

De acuerdo con el estudio liderado por David Harbord<sup>66</sup> existen principalmente dos formas de diseñar una subasta para vender múltiples bienes sustitutos, como es el caso de los contratos de gas de diferentes campos o con diferentes duraciones. Estas son la subasta simultánea de reloj ascendente y la subasta simultánea de sobre cerrado. Si bien estas dos formas permiten alcanzar el mismo objetivo, se ha optado por una subasta de reloj ascendente al considerar los siguientes atributos:

- Revelación de información y descubrimiento de precio: Permite a los compradores revisar sus estrategias de compra, y posiblemente sus estimaciones de los valores de los bienes en venta, durante el transcurso de la subasta. La información de precios y cantidades son reveladas al igual que las preferencias entre productos, lo que facilita el descubrimiento del precio. Esto es imposible en la subasta de sobre cerrado.

---

<sup>66</sup> David Harbord y Marco Pagnozzi, "Simultaneous Ascending Clock Auction for Gas Supply Contracts in Colombia", 2011.

- Experiencia y aplicaciones: Es una subasta que ha sido probada y aplicada en muchas ocasiones durante los últimos diez años, incluso en Colombia, mientras que la subasta de sobre cerrado es un novedoso diseño que ha sido menos aplicado.
- Revelación de preferencias: Las preferencias de producto por campo y los precios se van revelando en cada ronda y a diferencia de la subasta de sobre cerrado no requiere ganadores para revelar sus valoraciones sobre los bienes en venta. Incluso estos ganadores en ocasiones pueden no estar dispuestos a revelar sus valoraciones.

#### d) Productos

Cada producto de gas natural, con independencia de la modalidad contractual, debe siempre corresponder a un múltiplo entero de 100 MBTUD que corresponde a la cantidad mínima que debe consumir un usuario para ser considerado no regulado, y por lo tanto el mínimo valor que puede solicitar un comercializador que representa a un usuario de estas características.

Los productos que se transarán en la subasta tendrán los siguientes atributos:

- Tipo de contrato: en la subasta solo se transarán los siguientes tipos de contratos:
  - Contrato firme.
  - Contrato de suministro con firmeza condicionada.
  - Contrato de opción de compra de gas.
- Fuente: en cada producto se deberá especificar el campo o punto de entrada al SNT en que se entregará el gas natural.
- Duración: será de uno (1) o cinco (5) años, así:
  - Contrato de un (1) año o contrato para el año  $t$ : la fecha de inicio será el 1° de diciembre del primer año para el que se comercializa gas, y la fecha de terminación será el 30 de noviembre del año calendario siguiente.
  - Contrato de cinco (5) años o contrato para los años  $t$  a  $t + 4$ : la fecha de inicio será el 1 de diciembre del primer año para el que se comercializa gas, y la fecha de terminación será el 30 de noviembre del quinto año calendario siguiente.

Adicionalmente, antes de la subasta, los productores-comercializadores deben indicar para cada modalidad contractual la fuente de producción.

#### e) Precios

Los precios en cada una de las modalidades contractuales serán los que se formen en cada subasta y se indexarán mensualmente con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América correspondiente a '*finished goods*', reportado por la oficina de

estadísticas laborales del departamento de trabajo de los Estados Unidos, Serie ID: WPUSOP3000.

La formación de precios, en cada subasta, reflejará las condiciones de escasez y abundancia del respectivo momento, y el indexador propuesto simplemente será una forma de actualización que no distorsionará las condiciones fundamentales que determinaron el precio.

En los casos en los que la oferta de las modalidades contractuales supere la demanda de las mismas, el gas natural será asignado a la demanda que declaró su interés de participar en la subasta a los precios de reserva indicados por cada productor-comercializador antes de la subasta para cada modalidad contractual CF, CFC y OCG.

En el caso particular de la modalidad contractual OCG, es preciso indicar que hay una prima, la cual corresponde al precio que se paga por el derecho a tomar hasta una cantidad determinada de gas natural, y un precio del gas natural, al cual se adquiere. Por eficiencia en el desarrollo de la subasta, es necesario fijar uno de esos dos precios de tal manera que los interesados en esa modalidad contractual compitan sólo por el valor de la prima o por el valor del precio del gas natural.

En los estudios que lideró Harbord se propuso fijar el valor del gas natural de tal manera que durante subasta los interesados en la modalidad contractual OCG compitieran por el valor de la prima. En esta propuesta se acoge ese planteamiento. En el anexo 2 de la resolución propuesta están los detalles.

#### **f) Precios de reserva**

Para cada una de las modalidades contractuales, los vendedores deben anunciar al Administrador de la Subasta el correspondiente precio de reserva. Este se hará público en la ronda 0 de la subasta, tal como se indica en el anexo 2 de la resolución propuesta.

Los precios de reserva de cada una de las modalidades contractuales serán determinados libremente.

#### **g) Gas proveniente de las regalías**

De acuerdo con el artículo 6 del Decreto 2100 de 2011, la venta del gas natural de propiedad del Estado proveniente de regalías y de las participaciones de la ANH es responsabilidad de la ANH, a través del productor-comercializador o comercializador que para tales efectos seleccione esa entidad.

Adicionalmente, el mismo decreto, en el artículo 9, señala que el productor-comercializador o comercializador seleccionado debe declarar la PTDV en los mismos términos que todos los productores-comercializadores o comercializadores de gas natural.

Por otra parte, el Decreto 4137 de 2011, por el cual se cambió la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, señaló como función de esta entidad, en el numeral 9 del artículo 4, la de "fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de las regalías".

En los anteriores términos, el productor-comercializador o comercializador que seleccione la ANH, deberá acogerse a las disposiciones que establezca la CREG en el proceso de comercialización de gas natural, conforme al numeral 4 del Artículo 6 del decreto 2100 de 2011.

### **4.3 Adoptar medidas para promover la transparencia y la liquidez de los mercados secundario y de corto plazo**

#### ***Propuesta***

Los estudios desarrollados por Harbord et ál (2011d) y los análisis internos de la Comisión llevan a concluir que, en el momento, la opción 2 descrita en la sección 2.3.2.3 de este documento es la alternativa más adecuada para implementar en el mercado de gas en Colombia<sup>67</sup>. Esta opción permitirá aumentar la liquidez y transparencia del mercado sin incurrir en costos significativos para su implementación. Las opciones 3 a 5 descritas en la sección 2.3.2.3 son un punto de referencia para posibles desarrollos futuros. En particular, el Comité de Expertos de la CREG considera conveniente profundizar el estudio de la opción 5 una vez se termine la implementación de las medidas de la opción 2.

Así, la propuesta contempla las siguientes medidas:

- Estandarizar los contratos que se transan en los mercados secundario y de corto plazo.
- Definir los agentes que pueden participar en las transacciones de los mercados secundario y de corto plazo.
- Facilitar transacciones bilaterales a través del boletín electrónico central, *BEC*.
- Implementar los procesos “úselo o véndalo”, por parte del Gestor del Mercado
- Proponer una figura de Promotor de Mercado para implementar en caso de ser pertinente, conforme a la evolución del mercado secundario y de corto plazo.

A continuación se especifica el objetivo de estas medidas y el alcance de las mismas. En los Anexos del presente documento se detalla las consideraciones que se estudiaron para cada una de ellas.

---

<sup>67</sup> Por simplicidad, en este documento y en la resolución que contiene la propuesta regulatoria se utiliza el término “mercados secundario y de corto plazo” para hacer referencia al mercado que se propone regular. Sin embargo, como se observa en este documento y se evidencia en el proyecto de resolución, la regulación propuesta contempla medidas que no son exclusivas del mercado secundario y no se limitan a transacciones de corto plazo. Esto es, con las medidas propuestas se busca regular transacciones de corto y de largo plazo tanto del mercado secundario como de una parte del mercado primario.

#### **4.3.1 Contratos en los mercados secundario y de corto plazo**

Se propone estandarizar los contratos de suministro y transporte de gas natural que se transan en los mercados secundario y de corto plazo, conforme a los lineamientos de la sección 4.2.1 de este documento.

Todos los contratos que se transen en los mercados secundario y de corto plazo serán de entrega física (i.e. no financieros) y deberán estar respaldados con contratos de suministro de gas en firme o de capacidad de transporte en firme, según corresponda, celebrados en el mercado primario.

Los contratos firmes, de firmeza condicionada y las opciones de compra de gas que se transen en los mercados secundario y de corto plazo mantendrán las condiciones de entrega del gas, o de prestación del servicio de transporte, previstas en la regulación para los contratos del mercado primario. Estas condiciones incluyen el tratamiento a incumplimientos y régimen de compensaciones.

En otras palabras, se entenderá que los agentes que vendan gas o capacidad de transporte en el mercado secundario únicamente están cediendo sus derechos de propiedad sobre el gas o la capacidad de transporte contratada en firme en el mercado primario. Lo anterior en virtud de lo establecido en el Capítulo VI del Título I del Libro IV del Código de Comercio. Sus demás derechos y obligaciones seguirán vigentes para con sus compradores o transportadores contratantes.

Con excepción de los contratos interrumpibles ofrecidos por los productores-comercializadores, cualquier gas transado en los mercados secundario y de corto plazo se deberá entregar en uno de los puntos de entrega estándar indicados en esta sección. El vendedor deberá entregar el gas en el punto de entrega en que lo ofreció y deberá asumir los costos (e.g. transporte) para llevar el gas hasta ese punto.

De acuerdo con lo anterior, en los contratos que se transen en los mercados secundario y de corto plazo, en razón a la celeridad de las transacciones, la liquidez del mercado y la neutralidad de las partes, estas deberán acordar, esencialmente, lo siguiente: i) tipo de contrato; ii) partes; iii) cantidad; iii) precio; iv) punto estándar de entrega, cuando se trata de un contrato de suministro; v) fecha de pago y garantías acordadas

La fecha de pago y las garantías serán pactadas bilateralmente, según la conveniencia de las partes (e.g. aval, letra, pagaré, fianza, prepago, etc.). Así mismo, el vendedor será quien realice la respectiva nominación ante el productor-comercializador y/o ante el transportador.

##### **a) Modalidades contractuales**

Los contratos de suministro y transporte de gas a transar en los mercados secundario y de corto plazo serían:

- Contrato firme o que garantiza firmeza.
- Contrato interrumpible o que no garantiza firmeza.

- Contrato de suministro con firmeza condicionada.
- Contrato de transporte con firmeza condicionada.
- Opción de compra de gas, OCG.
- Opción de compra de transporte, OCT.

La definición de cada tipo de contrato es la misma establecida en la sección 4.2.1 de este documento.

Los contratos del mercado secundario definidos en el RUT, que estén vigentes a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, no se podrá prorrogar su vigencia.

### **Contratos interrumpibles o que no garantizan firmeza**

Como ya se mencionó, los contratos interrumpibles serán permitidos, tanto para suministro y transporte, en el mercado secundario.

Es importante tomar en consideración que la regulación vigente ya establece una definición para contratos interrumpibles. En efecto, la Resolución CREG 070 de 2006, *"Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural"*, en su artículo 1 se refirió la definición de "Servicio de Suministro Interrumpible o que no garantiza Firmeza", así:

**"Servicio de Suministro Interrumpible o que no garantiza Firmeza:** Servicio de suministro de gas en el que las partes acuerdan mediante un contrato escrito no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo, sobre las cantidades solicitadas. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato."

El Decreto 880 de 2007, *"por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda"*, acogió la definición transcrita. Contrario a lo que se expuso en referencia a la definición de "Contrato Firme o que Garantiza Firmeza" de la misma resolución y del Decreto 2100 de 2011, la definición en cuestión difiere de lo que se pretende en la presente propuesta regulatoria. En efecto, la definición sujeta la posibilidad de interrumpir la entrega o el recibo de gas natural a *"los términos definidos en el contrato"*, dejando así abierta la posibilidad de negociar las condiciones o eventos que deben darse para dichas interrupciones.

Considera esta Comisión que es importante que la definición de contrato interrumpible quede completamente abierta, esto es, que la entrega o recibo de gas natural pueda ser interrumpida por cualquiera de las partes, sin importar la razón o las condiciones que subyacen a tal interrupción. De esta manera, se cierra la puerta a negociaciones o incluso



imposiciones que limitan el alcance del contrato en cuestión, aumentan los costos de transacción, reducen la dinámica del mercado, y quizás pueden viabilizar prácticas contrarias a la libre competencia.

Entiende esta Comisión, entonces, que la expresión “en los términos definidos en el contrato” sólo puede referirse a cuestiones relativas a avisos y periodos de nominación, mas no a condiciones o situaciones en los que deba sustentarse la eventual interrupción.

Así, esta interpretación en manera alguna contraría lo establecido en el Decreto 880 y, por lo tanto, se propondrá una definición acorde con lo expuesto, quedando abierta y con posibilidad de que el servicio pueda ser interrumpido, sin importar la razón o circunstancia que para ello pueda tener el agente respectivo.

### **Implicaciones en el transporte de gas**

Es necesario hacer referencia a lo dispuesto en el Reglamento Único de Transporte a este respecto. En efecto, las afirmaciones hechas en el acápite anterior frente al “Contrato Interrumpible o que No Garantiza Firmeza” son aplicables para la definición de “Capacidad Interrumpible” de la que trata el RUT. La sección 1.1. de dicho Reglamento establece:

**“CAPACIDAD INTERRUMPIBLE:** Capacidad contratada que de acuerdo con los contratos suscritos prevé y permite interrupciones por parte del Transportador mediante el correspondiente aviso al Remitente.”

Así, deberá modificarse la definición referida en la medida en que no sólo debe quedar abierta a la posibilidad de interrumpir el servicio por cualquier motivo, sino que tal posibilidad la debe tener tanto el transportador, como el remitente.

### **Propuesta de definición**

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone la siguiente definición para el caso de los contratos interrumpibles o que no garantizan firmeza:

**Contrato interrumpible o que no garantiza firmeza:** 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. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

### **b) Puntos estándar de entrega**

Estos contratos se transarán para puntos estándar de entrega a especificar en los contratos de suministro. Dichos puntos se limitarán a:

- Punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte, SNT, en Ballena.
- Punto de entrada al SNT en Cusiana.

- Punto de entrada al SNT en La Creciente.
- Centro Operacional de Gas en Barrancabermeja, COGB.

Estos puntos corresponden a aquellos donde se realizan las entregas de la mayoría de transacciones del mercado primario. Se entiende que el mercado secundario y de corto plazo sigue este patrón.

Estos puntos deberán estar anunciados en el *Boletín Electrónico Central, BEC*, del que trata el numeral 4.1.1 del presente documento. Asimismo, se deberá poder adicionar o eliminar puntos estándar de entrega de gas natural cuando la CREG lo determine. Esta modificación de los puntos estándar de entrega no tendrá un costo adicional para el mercado, por lo cual la remuneración establecida para el Gestor del Mercado contempla la realización de esta tarea.

Esta estandarización de los puntos de entrega no cobija a los contratos interrumpibles ofrecidos por los productores-comercializadores, los cuales podrán ser transados para entrega en cualquier punto del SNT. Tampoco cobijará a los contratos ofrecidos a través de los procesos úselo o véndalo de que trata el numeral 4.3.4.

### c) Duración

Los contratos de suministro o de transporte de gas a transar en los mercados secundario y de corto plazo podrán tener alguna de las siguientes duraciones:

- Intradía: contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte establecida, transado durante el día de gas y para entrega del gas, o para prestar el servicio de transporte durante el día de gas con sujeción al proceso de renominación vigente.
- Diario: contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte establecida para entrega del gas, o para prestar el servicio de transporte desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas del siguiente día de gas. Estos contratos se deben transar antes de las 14:00 horas del día anterior al día de gas con sujeción al proceso de nominación vigente.
- Semanal: contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte para entrega del gas, o para prestar el servicio de transporte desde las 00:00 horas del lunes hasta las 24:00 horas del domingo siguiente. Estos contratos se deben transar antes de las 14:00 horas del domingo anterior al lunes en que se inicia la entrega/transporte con sujeción al proceso de nominación vigente.
- Mensual: contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte para entrega del gas, o para prestar el servicio de transporte, desde las 00:00 horas del primer día calendario del mes hasta las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes. Estos contratos se deben transar antes de las 14:00 horas de día calendario anterior al primer día calendario del mes en cuestión con sujeción al proceso de nominación vigente.

- **Trimestral:** contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte para entrega del gas, o para prestar el servicio de 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. Estos contratos se deben transar antes de las 14:00 horas del día calendario anterior al primer día calendario del primer mes del respectivo trimestre con sujeción al proceso de nominación vigente.
- **Anual:** contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte para entrega del gas, o para prestar el servicio de 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. Estos contratos se deben transar antes de las 14:00 horas del 30 de noviembre del año en que se inicia la ejecución del contrato con sujeción al proceso de nominación vigente.
- **Multianual:** contrato por una cantidad de gas o capacidad de transporte para entrega del gas, o para prestar el servicio de transporte, desde las 00:00 horas del 1 de diciembre del primer año hasta las 24:00 horas del 30 de noviembre de años posteriores. Estos contratos se deben transar antes de las 14:00 horas del 30 de noviembre del año en que se inicia la ejecución del contrato con sujeción al proceso de nominación vigente.

#### 4.3.2 Participantes en los mercados secundario y de corto plazo

La propuesta regulatoria también busca definir qué agentes pueden participar en los mercados secundario y de corto plazo.

- **Vendedores y compradores de gas natural:**

Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT, los comercializadores y las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización son los únicos participantes del mercado que podrán vender y comprar gas natural en los mercados secundario y de corto plazo. No obstante, los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT, solamente podrán ofrecer para la venta contratos interrumpibles de duración máxima semanal.

- **Vendedores de capacidad de transporte:**

Los transportadores, los comercializadores y las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización serán los únicos participantes del mercado que podrán vender capacidad de transporte de gas natural en los mercados secundario y de corto plazo. No obstante, los transportadores solamente podrán ofrecer para la venta contratos interrumpibles de duración máxima semanal.

- **Compradores de capacidad de transporte:**

Los productores-comercializadores, los comercializadores y las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización serán los únicos posibles compradores de capacidad de transporte en los mercados secundario y de corto plazo.

### 4.3.3 Facilitar transacciones bilaterales a través del Boletín Electrónico Central

Como se indica en las secciones 4.1.1 y 4.1.4 de este documento, el *BEC* administrado por el Gestor del Mercado deberá facilitar que compradores y vendedores de gas natural y de capacidad de transporte puedan encontrarse más fácilmente y de esa manera se reduzcan los costos de transacción. Esto es, dicho boletín también deberá operar de manera similar a una plataforma de transacciones OTC<sup>68</sup>, sin ser contraparte en las transacciones.

El *BEC* servirá para publicar la siguiente información:

- Ofertas de venta de gas natural bajo las modalidades contractuales a que se hace referencia en la sección 4.3.1 de este documento. La oferta deberá especificar el punto estándar de entrega del gas natural, el precio esperado en dólares por MBTU y la cantidad ofertada en MBTU. Esta información estará disponible únicamente para los productores-comercializadores, procesadores de gas en el SNT, los comercializadores a usuario final y otras E.S.P.s que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural, debidamente registrados en el *BEC*.

Previo a la publicación de una oferta, el Gestor del Mercado verificará que la misma esté respaldada con contratos de suministro de gas celebrados en el mercado primario. Para estos efectos el oferente deberá proveer al Gestor del Mercado la información que le permita constatar que los contratos del mercado primario fueron debidamente registrados ante el Gestor y que el oferente es una parte del contrato.

De no ser posible la verificación de esta información, el Gestor del Mercado no podrá publicar la mencionada oferta.

- Solicitudes de compra de gas natural bajo las modalidades contractuales a que se hace referencia en la sección 4.3.1 de este documento. Deberán especificar el punto estándar de entrega del gas natural, el precio esperado en dólares por MBTU y la cantidad requerida en MBTU. Esta información estará disponible únicamente para los productores-comercializadores procesadores de gas en el SNT, los comercializadores a usuario final y otras empresas de servicios públicos que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural, debidamente registrados en el *BEC*.
- Ofertas de venta de capacidad de transporte bajo las modalidades contractuales a que se hace referencia en la sección 4.3.1 de este documento. La oferta deberá especificar la ruta ofrecida (tramos de gasoductos de acuerdo con lo adoptado por la CREG en las resoluciones de cargos), el precio esperado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC y la cantidad ofertada en KPCD. Esta información

<sup>68</sup> Abreviatura del término *Over The Counter*, que hace referencia a transacciones bilaterales realizadas por fuera de mercados más organizados como una Bolsa.

estará disponible únicamente para los productores-comercializadores procesadores de gas en el SNT, los comercializadores a usuario final y otras empresas de servicios públicos que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural, debidamente registrados en el *BEC*.

Previo a la publicación de una oferta, el Gestor del Mercado verificará que la misma esté respaldada con contratos de transporte de gas celebrados en el mercado primario. Para estos efectos el oferente deberá proveer al Gestor del Mercado la información que le permita constatar que los contratos del mercado primario fueron debidamente registrados ante el Gestor y que el oferente es una parte del contrato.

De no ser posible la verificación de esta información, el Gestor del Mercado no podrá publicar la mencionada oferta.

- Solicitudes de compra de capacidad de transporte bajo las modalidades contractuales a que se hace referencia en la sección 4.3.1 de este documento. Deberán especificar la ruta requerida (tramos de gasoductos de acuerdo con lo adoptado por la CREG en las resoluciones de cargos), el precio esperado en dólares por KPC y la cantidad ofertada en KPCD. Esta información estará disponible únicamente para los productores-comercializadores procesadores de gas en el SNT, los comercializadores a usuario final y otras Gestor del Mercado que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural, debidamente registrados en el *BEC*.

A partir de la información de oferta y demanda publicada en el *BEC* los productores-comercializadores procesadores de gas en el SNT, los comercializadores a usuario final y otras empresas de servicios públicos que tengan dentro del objeto social la comercialización de gas natural, realizan transacciones. Es responsabilidad de estos agentes finiquitar cada una de las transacciones que realicen en este mercado.

Los agentes que se hayan registrado ante el Gestor del Mercado podrán conocer la identidad de la contraparte, las cantidades ofrecidas, el punto de entrega en el caso de los contratos de suministro, la ruta en el caso de los contratos de transporte, la duración y el precio.

Adicionalmente, los usuarios no regulados que hayan registrado su contrato con el comercializador ante el Gestor del Mercado, tendrán acceso a la información de ofertas de compra y venta del *BEC*. El público en general no tendrá acceso a esta información.

El Gestor del Mercado prestará los servicios especificados en esta sección a partir del día hábil siguiente a la fecha en que él defina el medio y el formato para la presentación de ofertas de venta y de compra.

El Gestor del Mercado deberá implementar las medidas necesarias para el funcionamiento del *BEC* como una plataforma de transacciones.

Las transacciones que surjan de la interacción de los agentes del mercado a través del *BEC* corresponderán a negociaciones bilaterales entre las partes. Esto es, el Gestor del Mercado no tomará parte en dichos acuerdos.

Si bien los participantes del mercado pueden transar bilateralmente con base en la información que obtengan por cualquier medio (i.e. BEC, BEOs, otro), el registro de tales transacciones en esta plataforma será de carácter obligatorio para todos los participantes del mercado.

#### 4.3.4 Procesos “úselo o véndalo”

El Gestor del Mercado será responsable de implementar los procesos úselo o véndalo, para suministro y transporte de corto plazo, de acuerdo con los reglamentos establecidos en los anexos 2 y 3 de la resolución propuesta.

La propuesta contempla la utilización de un mecanismo de subasta para poner a disposición de los interesados el gas natural y la capacidad de transporte que hayan sido contratados en el mercado primario y no hayan sido nominados para el día de gas. Así mismo, se propone implementar un mecanismo de subasta que permita mejorar la coordinación en la contratación de largo plazo de suministro y transporte. Estas cantidades se ofrecerán en el mercado de acuerdo con reglas que se definen a continuación.

Las siguientes son las disposiciones propuestas para los mecanismos “úselo o véndalo”.

##### 4.3.4.1 Mecanismo úselo o véndalo de corto plazo para suministro

El gas natural que haya sido contratado en el mercado primario y que no haya sido nominado a las 15:30 horas del día anterior al día de gas (día D-1) será ofrecido por el Gestor del Mercado a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para suministro<sup>69</sup>. Este proceso se desarrollará diariamente dentro del ciclo de nominación para el suministro de gas natural, establecido en el Reglamento Único de Transporte de Gas, RUT<sup>70</sup>.

El proceso úselo o véndalo de corto plazo para suministro se desarrollará así:

- A más tardar a las 15:45 horas del día D-1 los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT le informarán al Gestor del Mercado las cantidades de gas contratadas bajo las modalidades firme y firmezacondicionada especificadas en el numeral 4.2.1 y no nominadas para el día de gas (día D), los puntos de entrada al SNT pactados para dicho gas, y el nombre del (los) comprador(es) primario(s) que tiene(n) contratada la cantidad no nominada<sup>71</sup>. Para estos efectos los productores-comercializadores harán uso del medio y del formato que defina el Gestor del Mercado. El no reporte oportuno

<sup>69</sup> En este sentido, cualquier transacción bilateral que conduzca a la compraventa de un contrato diario, así como las nominaciones que se deriven de dicha transacción, deberán concretarse antes de las 15:30 horas del día D-1.

<sup>70</sup> En la Resolución CREG 154 de 2008, mediante la cual se modifican los numerales 4.5.1 y 4.5.2 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999, se establece el ciclo de nominación tanto para suministro como para transporte de gas.

<sup>71</sup> Las cantidades contratadas bajo modalidad de opción o interrumpible que no sean nominadas, no serán tenidas en cuenta para participar en el proceso UIOSI debido a la naturaleza de las mismas.

de esta información deberá ser reportado por el Gestor del Mercado a la Superintendencia de Industria y Comercio para lo de su competencia.

Si en la cantidad reportada como disponible se encuentra gas natural contratado por generadores térmicos, el gestor del mercado le pedirá a dichos generadores que confirmen si el gas reportado, en efecto, debe ser ofrecido a través del proceso úselo o véndalo. La cantidad confirmada por los generadores será considerada parte del gas natural disponible. Si el gestor del mercado no recibe una respuesta antes de las 15:55 horas, considerará que el gas contratado por ellos no está disponible para este proceso.

- A más tardar a las 16:00 horas del día D-1 el Gestor del Mercado publicará la cantidad de gas disponible en cada punto del SNT y diferenciará la cantidad proveniente de generadores termoeléctricos, ya que esta cantidad se ofrecerá bajo modalidad interrumpible<sup>72</sup>.
- A más tardar a las 16:30 horas del día D-1 los compradores del mercado secundario y de corto plazo, especificados en el numeral 4.3.1, interesados en contratar el suministro de gas ofrecido mediante el proceso úselo o véndalo enviarán su oferta al Gestor del Mercado según el reglamento de la subasta (Anexo II de la resolución propuesta) y conforme al medio y formato que defina el G M.
- Entre las 16:30 y las 17:00 horas del día D-1, el Gestor del Mercado subastará las cantidades de gas disponibles en cada punto del SNT donde los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT lo hayan indicado. Es decir, habrá tantas subastas como puntos del SNT con gas disponible para subastar, y el gas vendido en esta subasta será entregado en ese mismo punto del SNT. Esta subasta será de sobre cerrado. Todos los compradores del mercado secundario y de corto plazo registrados en el boletín electrónico central están habilitados para participar en la subasta.
- A más tardar a las 17:00 horas del día D-1, una vez finalizada la subasta, el Gestor del Mercado deberá informar a los adjudicatarios de la subasta y a sus respectivas partes las cantidades asignadas bajo el proceso. El Gestor del Mercado igualmente notificará a los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT dichas cantidades.
- El vendedor adjudicatario y el comprador de corto plazo acordarán el esquema de garantías que consideren adecuado para el cubrimiento del riesgo de cartera al que se enfrenta el vendedor.

El vendedor adjudicatario podrá supeditar la nominación del gas asignado al comprador de corto plazo al perfeccionamiento de un acuerdo sobre las garantías

---

<sup>72</sup> La cantidad de suministro de gas disponible por parte de las plantas de generación eléctrica no se ofrecerá en firme, puesto que ello podría comprometer su capacidad para responder ante las circunstancias cambiantes en el mercado eléctrico durante el día, e incluso podría comprometer su capacidad de percibir los ingresos por concepto de cargo por confiabilidad.

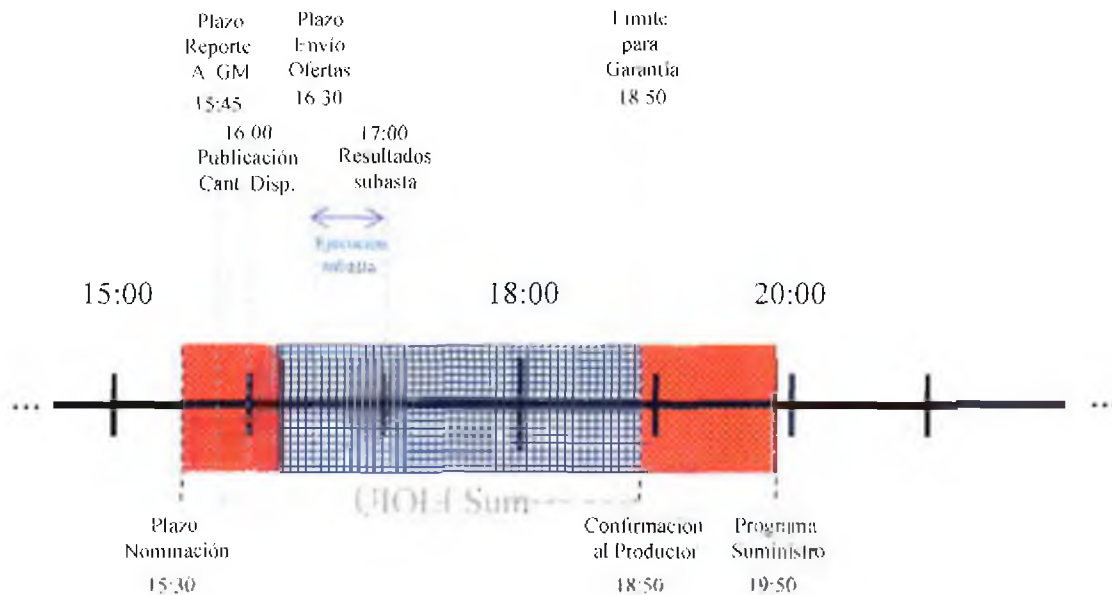
mencionadas. Si el comprador de corto plazo realiza el prepago del gas natural, el vendedor adjudicatario estará obligado a nominar el gas transado.

Para facilitar el funcionamiento del esquema prepago, el Gestor del Mercado hará las veces de recaudador con el fin de resolver la dificultad de los participantes de la subasta para realizar el pago a un agente notificado con tan poca antelación. Con una periodicidad mensual, el gestor del mercado transferirá a los vendedores adjudicatarios el dinero recibido por concepto de prepago.

- Finalmente, a más tardar a las 18:50 horas del día D-1 los vendedores adjudicatarios confirmarán al respectivo productor-comercializador, comercializador de gas importado o procesador de gas en el SNT y al Gestor del Mercado las cantidades vendidas en el úselo o véndalo y los beneficiarios de las mismas. Estas cantidades entrarán al programa de suministro de gas definitivo que el productor-comercializador, comercializador de gas importado o procesador de gas en el SNT debe elaborar y enviar al vendedor adjudicatario, y al Gestor del Mercado, a más tardar a las 19:50 horas. Por su parte, a más tardar a las 20:00 horas los vendedores adjudicatarios enviarán a los adjudicatarios de la subastas el programa de suministro elaborado por el productor-comercializador, comercializador de gas importado o procesador de gas en el SNT con la parte correspondiente a cada adjudicatario.

En la Ilustración 14 se muestra el cronograma del proceso úselo o véndalo de corto plazo para suministro, de acuerdo con los tiempos del ciclo de nominación vigente:

**Ilustración 14. Tiempos de proceso úselo o véndalo de corto plazo para suministro**



Para ejecutar las subastas el Gestor del Mercado procederá conforme se establece en el reglamento de subasta presentado en el anexo 3 de la resolución propuesta.



Con relación a las renominaciones de suministro durante el día de gas se seguirán las siguientes reglas, además de aquellas establecidas en el RUT:

- Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT no aceptarán renominaciones de suministro de gas, por parte de los compradores primarios, que afecten las cantidades asignadas en la subasta del úselo o véndalo.
- Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los procesadores de gas en el SNT deberán aceptar las renominaciones, por parte de compradores primarios, que no afecten las cantidades asignadas en la subasta del úselo o véndalo.
- Los adjudicatarios de la subasta del úselo o véndalo podrán solicitar renominaciones al productor-comercializador, comercializador de gas importado o procesador de gas en el SNT a través del vendedor adjudicatario. En este caso el vendedor adjudicatario indicará que la renominación la hace a nombre del comprador de corto plazo.
- Cuando el productor-comercializador, comercializador de gas importado o procesador de gas en el SNT acepte una renominación deberá informar de inmediato al Gestor del Mercado indicando: i) el nombre del vendedor adjudicatario y del comprador de corto plazo de la subasta; ii) la cantidad involucrada en la renominación; y iii) si se trata de incremento o disminución de la cantidad establecida en el programa de suministro de gas definitivo resultante del proceso de nominación.

#### **4.3.4.2 Mecanismo úselo o véndalo de corto plazo para transporte**

La capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario y que no haya sido nominado a las 16:25 horas del día anterior al día de gas (día D-1) será ofrecida por el Gestor del Mercado a través del proceso úselo o véndalo de corto plazo para transporte<sup>73</sup>. Este proceso se desarrollará diariamente dentro del ciclo de nominación para el transporte de gas establecido en el Reglamento Único de Transporte de Gas, RUT.

Este proceso se desarrollará así:

- A más tardar a las 16:40 horas del día anterior al día de gas (D-1), los transportadores informarán al Gestor del Mercado la capacidad contratada bajo las modalidades firme y firmeza condicionada especificadas en el numeral 4.2.1 que no fue nominada, especificando: titular primario, ruta (tramos de gasoductos de acuerdo con lo adoptado por la CREG en las resoluciones de cargos), y capacidad diaria no nominada<sup>74</sup>. Para estos efectos los transportadores harán uso del medio y del formato que defina el Gestor del Mercado. El no reporte oportuno de esta información podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica restrictiva de la competencia

<sup>73</sup> En este sentido, cualquier transacción bilateral que conduzca a la compraventa de un contrato diario, así como las nominaciones que se deriven de dicha transacción, deberán concretarse antes de las 16:25 horas del día D-1

<sup>74</sup> Las cantidades contratadas bajo modalidad de opción o interrumpible que no sean nominadas, no serán tenidas en cuenta para participar en el proceso úselo o véndalo debido a la naturaleza de las mismas

- A más tardar a las 16:55 horas del día anterior al día de gas (D-1) el Gestor del Mercado publicará la capacidad de transporte de gas disponible diferenciada por rutas de transporte (tramos de gasoductos de acuerdo con lo adoptado por la CREG en las resoluciones de cargos), como productos diferentes.

Si en la capacidad reportada como disponible se encuentra capacidad contratada por generadores térmicos, el gestor del mercado le pedirá a dichos generadores que confirmen si la capacidad reportada, en efecto, debe ser ofrecida a través del proceso úselo o véndalo. La capacidad confirmada por los generadores será considerada parte de la capacidad disponible. Si el gestor del mercado no recibe una respuesta de los generadores antes de las 16:50 horas, considerará que la capacidad contratada por ellos no está disponible para este proceso.

- A más tardar a las 17:25 horas del día anterior al día de gas (D-1) los compradores del mercado secundario y de corto plazo, especificados en el numeral 4.3.1, interesados en contratar capacidad de transporte mediante la subasta úselo o véndalo enviarán su oferta al Gestor del Mercado según el reglamento de la subasta, establecido en anexo 3 de la Resolución propuesta, y conforme al medio y formato que defina el Gestor del Mercado.
- Entre las 17:25 y las 17:55 horas del día D-1, el Gestor del Mercado subastará las capacidades de transporte de acuerdo con la diferenciación de productos especificada. Es decir, simultáneamente habrá tantas subastas como productos de capacidad disponible para subastar. Esta subasta será de sobre cerrado. Todos los compradores del mercado secundario y de corto plazo registrados en el *Boletín Electrónico Central* estarán habilitados para participar en la subasta.
- A más tardar a las 17:55 horas del día D-1 el Gestor del Mercado informará los resultados de la subasta. Es decir, indicará los adjudicatarios de la subasta y sus respectivas partes, quienes tendrán hasta las 18:50 horas del mismo día para acordar el esquema de garantías que consideren adecuado.

El vendedor adjudicatario podrá supeditar la nominación de la capacidad de transporte asignada al comprador de corto plazo al perfeccionamiento de un acuerdo sobre las garantías mencionadas. Si el comprador de corto plazo realiza el prepago de la capacidad, el vendedor adjudicatario estará obligado a nominar el gas transado.

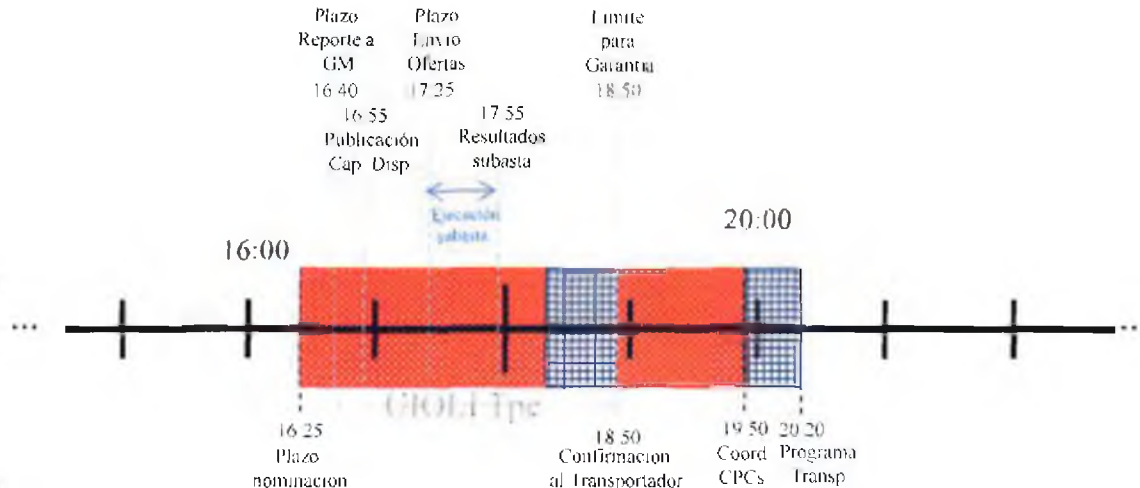
Para facilitar el funcionamiento del esquema prepago, el Gestor del Mercado hará las veces de recaudador con el fin de resolver la dificultad de los participantes de la subasta para realizar el pago a un agente notificado con tan poca antelación. Con una periodicidad mensual, el gestor del mercado transferirá a los vendedores adjudicatarios el dinero recibido por concepto de prepago.

- Finalmente, a más tardar a las 18:50 horas del día D-1 los vendedores adjudicatarios confirmarán al respectivo transportador(es) y al gestor del mercado las capacidades vendidas en el úselo o véndalo y los beneficiarios de las mismas. Estas cantidades entrarán al programa de transporte de gas definitivo que el transportador debe

elaborar y enviar al remitente, y al Gestor del Mercado a más tardar a las 20:20 horas. Por su parte, a más tardar a las 20:30 horas los vendedores adjudicatarios enviarán a los compradores de corto plazo de la subastas el programa de transporte elaborado por el respectivo transportador con la parte correspondiente a cada adjudicatario.

En la Ilustración 15 se muestra el cronograma de la subasta úselo o véndalo de corto plazo para transporte, de acuerdo con los tiempos del ciclo de nominación vigente:

**Ilustración 15. Tiempos de proceso úselo o véndalo de corto plazo para transporte**



Para ejecutar las subastas el Gestor del Mercado procederá conforme se establece en el reglamento de subasta presentado en el anexo 3 de la resolución propuesta.

Con relación a las renominaciones de transporte durante el día de gas se seguirán las siguientes reglas, además de aquellas establecidas en el RUT:

- El transportador no aceptará renominaciones de capacidad de transporte de gas, por parte de los remitentes primarios, que afecten las cantidades asignadas en la subasta del úselo o véndalo.
- El transportador deberá aceptar las renominaciones, por parte de remitentes primarios, que no afecten las cantidades asignadas en la subasta del úselo o véndalo.
- Los adjudicatarios de la subasta del úselo o véndalo podrán solicitar renominaciones al transportador a través del vendedor adjudicatario. En este caso el vendedor adjudicatario indicará al transportador que la renominación la hace a nombre del comprador de corto plazo de la subasta.
- Cuando el transportador acepte una renominación deberá informar de inmediato al Gestor del Mercado indicando: i) el nombre del vendedor adjudicatario y del comprador de corto plazo de la subasta; ii) la cantidad de capacidad de transporte involucrada en la renominación y; iii) si se trata de incremento o disminución de la

cantidad establecida en el programa de transporte de transporte de gas definitivo resultante del proceso de nominación.

#### **4.3.4.3 Consideraciones de operación que afectan el proceso úselo o véndalo**

Al tener en cuenta que las variaciones de entrada y de salida superiores al 5%, excepto aquellas generadas por eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, pueden comprometer la liquidez en el mercado del úselo o véndalo, se propone incorporar una compensación igual al resultado de multiplicar la cantidad de energía de la variación por el máximo entre: el precio obtenido del proceso úselo o véndalo para gas natural en el respectivo día de gas, y el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el literal a) del numeral 4.1.2 de este documento. Esta compensación se pagaría en los siguientes casos:

- Cuando por causas imputables al remitente la cantidad de energía confirmada por el transportador en el punto de entrada sea inferior a la cantidad de energía nominada al vendedor del mercado primario y entregada por éste, el remitente deberá pagar la compensación al transportador.
- Cuando por causas imputables al remitente la cantidad de energía tomada en el punto de salida sea superior o inferior a la confirmada por el transportador en este punto, el remitente deberá pagar al transportador el valor de la compensación.
- Cuando por causas imputables al vendedor del mercado primario, la cantidad de energía entregada por este en el punto de entrada sea superior a la cantidad de energía confirmada por él, el remitente deberá pagar al transportador el valor de la compensación. Adicionalmente, en este evento el productor deberá pagar al remitente el valor de dicha compensación.
- Cuando por causas imputables al vendedor del mercado primario, la cantidad de energía entregada por este en el punto de entrada sea inferior a la cantidad de energía confirmada por él, el remitente deberá pagar al transportador el valor de la compensación. Adicionalmente, en este evento el vendedor deberá pagar al remitente la compensación estipulada en el literal d) del numeral 4.2.1.2 del presente documento.
- Cuando por causas imputables al transportador la cantidad de energía recibida por el transportador en el punto de entrada sea inferior a la cantidad de energía confirmada por el productor, el remitente deberá pagar al productor el valor resultante de aplicar las disposiciones del párrafo 1 de este artículo. En este evento el transportador deberá pagar al remitente la compensación estipulada en el literal d) del numeral 4.2.1.2 del presente documento.

Las anteriores disposiciones se establecen sin perjuicio de lo pactado por los agentes en los contratos bilaterales de suministro y de transporte.

Con respecto a los desbalances que se puedan presentar entre los remitentes primarios y los adjudicatarios en las subastas del úselo o véndalo, se propone que éstos últimos se

acojan a los acuerdos de balance que rijan entre los remitentes primarios y los productores-comercializadores o los transportadores<sup>75</sup>.

#### **4.3.5 Proponer una figura de Promotor de Mercado, Promotor del Mercado, para implementar en caso de ser pertinente según la evolución del mercado**

La propuesta contempla la posibilidad de establecer en la regulación la figura de un agente que pueda sostener transacciones de compra y venta de contratos de gas natural de modalidad firme, con el fin de estimular la liquidez en los mercados secundario y de corto plazo a través del *BEC*.

En particular se propone dejar abierta la posibilidad de que un productor-comercializador pueda llevar a cabo la labor de Promotor de Mercado en caso que la evolución del mercado requiera del mismo. Dicho agente ofrecería diariamente, a través del *BEC*, un volumen mínimo de gas a un precio debidamente publicado. Simultáneamente el Promotor del Mercado ofrecería, a través del *BEC*, comprar gas a un precio más bajo. El *spread* (diferencia entre el precio de venta y el de compra) estaría sujeto a un tope máximo para incentivar al Promotor del Mercado a revelar el precio de mercado del gas natural.

El alcance de la propuesta sería objeto de una resolución posterior, en caso de que se considere pertinente la operación de un Promotor de mercado.

La Comisión establecerá los parámetros del promotor del mercado dependiendo de la experiencia y las necesidades del mercado.

---

<sup>75</sup> El RUT establece que "un Acuerdo de Balance es un documento escrito pactado mutuamente entre dos partes, mediante el cual se especifican los procedimientos que se utilizarán para el manejo comercial de los Desbalances que presente diariamente un Sistema de Transporte. Podrán celebrarse Acuerdos de Balance entre cualquier pareja de Agentes."

## **Anexo Mecanismo úselo o véndalo**

Harbord et ál (2011c) en su informe plantean la necesidad de establecer reglas de 'Úselo o Véndalo', mecanismo por el cual se debe ofrecer, a través de subastas diarias, el gas y la capacidad de transporte contratada que no sea utilizada por los titulares. El planteamiento de esta herramienta surgió, entre otros, por la preocupación de que los apoderados de contratos de largo plazo pueden ser reticentes a liberar la capacidad que no utilizan para evitar que otros comercializadores transporten gas. Para mitigar este problema se plantean dos versiones de úselo o véndalo, uno para el suministro y uno para la capacidad de transporte.

### **a) Úselo o véndalo para suministro de gas**

Cualquier gas que esté contratado pero no sea nominado a las 15:30 del día anterior de gas (D-1) quedará sujeto al proceso úselo o véndalo. Idealmente, es preferible que los compradores primarios vendan por sí mismos el gas que no requieren antes de que el Gestor del Mercado lo someta al proceso úselo o véndalo. Así mismo, se considera adecuado permitir que los compradores primarios reciban los ingresos procedentes del gas vendido en el proceso de úselo o véndalo.

La consultaría de Harbord et ál (2011d) propone que los compradores primarios recibieran el valor del gas vendido en el úselo o véndalo menos un monto por gastos de gestión que retiene el Gestor del Mercado, el cual contribuiría a sufragar los costos de operación del Gestor del Mercado. Es decir, esta parte de la remuneración del Gestor del Mercado sería variable. No obstante, la el Comité de Expertos que un sistema de pago que involucre componente variable representa un riesgo y un costo innecesario para el Gestor del Mercado. Por lo tanto se propone que el ingreso al Gestor del Mercado se recogerá a través de una única cuota que incluya la remuneración por la gestión del proceso úselo o véndalo. En el Anexo III se presentan detalles sobre la remuneración del Gestor del Mercado.

#### *Desarrollo de la subasta*

Conforme se plantea en la propuesta (numeral 4.3.4) y se establece en el reglamento de subasta (anexo 3 de la resolución propuesta), la adjudicación de suministro mediante el procedimiento úselo o véndalo se realizará como se ejemplifica a continuación:

1. El Gestor de Mercado publica las cantidades disponibles para cada punto estándar del SNT (para efectos prácticos se tomará un solo punto).

**Tabla 5 Ejemplo de cantidades disponibles en Ballena**

<b>Punto entrada: Ballena</b>	
<b>Contratos Primarios</b>	<b>Cantidad Disponible</b>
<b>Contrato 1</b>	5,0
<b>Contrato 2</b>	2,0
<b>Contrato 3</b>	2,0
<b>Contrato 4</b>	1,0
<b>TOTAL</b>	10,0

Para efectos del ejemplo se indican todos los compradores primarios. No obstante, el Gestor del Mercado únicamente publicará la cantidad total disponible.

2. Los participantes interesados envían al Gestor del Mercado su curva de demanda (i.e. cantidad y precio) con cinco (5) puntos de preferencia.

**Tabla 6 Ejemplo de ofertas de compra (curvas de demanda) para suministro**

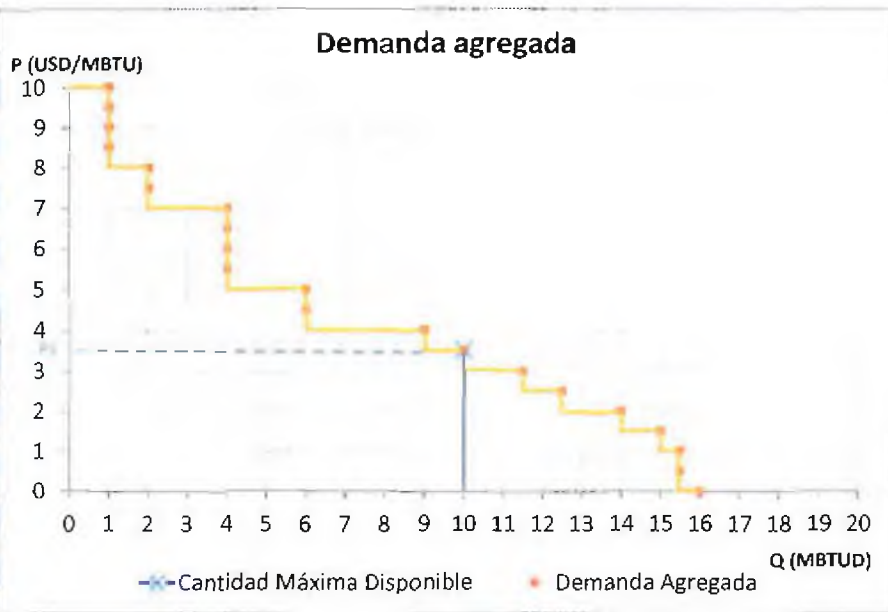
<b>Curva de demanda</b>			<b>Curva de demanda</b>			<b>Curva de demanda</b>		
<b>Ofertante 1</b>	<b>Q (MBTUD)</b>	<b>P USD/MBTU</b>	<b>Ofertante 2</b>	<b>Q (MBTUD)</b>	<b>P USD/MBTU</b>	<b>Ofertante 3</b>	<b>Q (MBTUD)</b>	<b>P USD/MBTU</b>
<b>P1</b>	1,0	3,5	<b>P1</b>	1,0	10,0	<b>P1</b>	1,0	4,0
<b>P2</b>	2,0	3,0	<b>P2</b>	2,0	8,0	<b>P2</b>	1,5	3,0
<b>P3</b>	3,0	2,5	<b>P3</b>	4,0	7,0	<b>P3</b>	2,0	2,0
<b>P4</b>	4,0	2,0	<b>P4</b>	6,0	5,0	<b>P4</b>	2,5	1,0
<b>P5</b>	5,0	1,5	<b>P5</b>	8,0	4,0	<b>P5</b>	3,0	0,0

3. El Gestor del Mercado obtiene la demanda agregada según las ofertas presentadas y cruza esta demanda con la cantidad máxima disponible.

**Tabla 7 Ejemplo de datos de demanda agregada para suministro**

Q (MBTUD)	P (USD/MBTU)
16,00	0,0
15,50	0,5
15,50	1,0
15,00	1,5
14,00	2,0
12,50	2,5
11,5	3,0
10	3,5
9,0	4,0
6,0	4,5
6,0	5,0
4,0	5,5
4,0	6,0
4,0	6,5
4,0	7,0
2,0	7,5
2,0	8,0
1,0	8,5
1,0	9,0
1,0	9,5
1,0	10,0

**Ilustración 16 Demanda agregada para suministro**



En este caso, se puede observar que el precio de cierre de la subasta ( $P_s$ ) sería igual a 3,50 USD/MBTU. Asimismo, de acuerdo con la cantidad máxima disponible, para este precio no habría excedentes de oferta.

Una vez determinado el precio se establece el(los) ofertante(s) marginal(es). En caso de que la demanda supere se ajusta la cantidad asignada al ofertante (s) marginales (s) a prorrata de las cantidades demandadas.

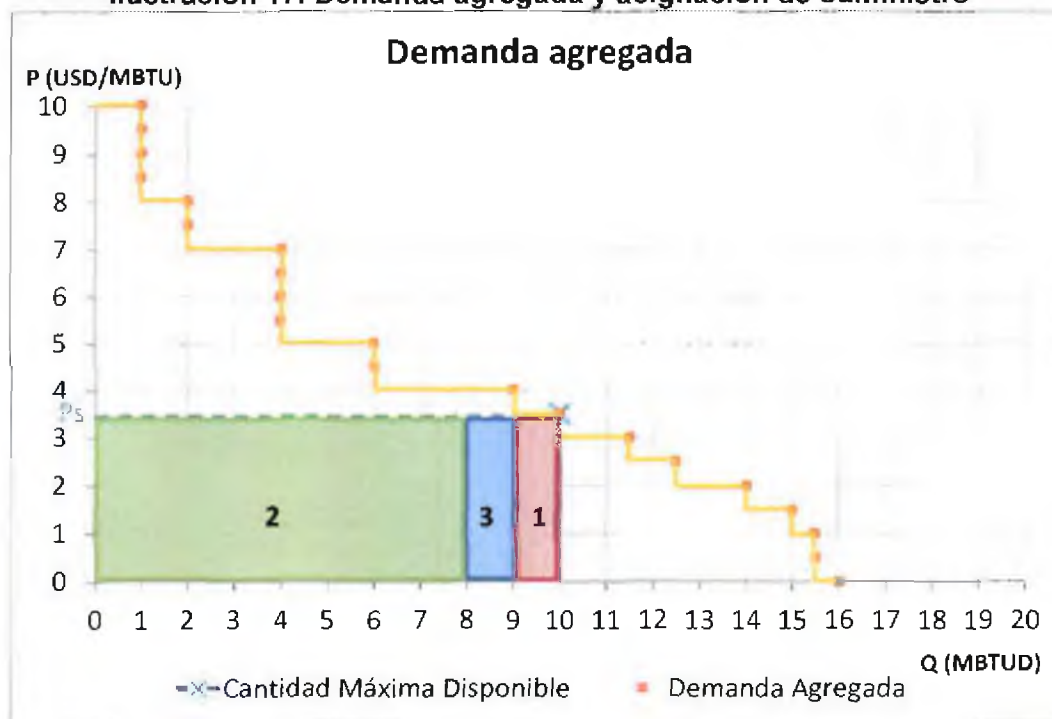
4. Se asignan las cantidades a los ofertantes:

**Tabla 8 Ejemplo de cantidades para suministro asignadas a compradores**

Cantidad asignada		Cantidad asignada		Cantidad asignada	
Ofertante 1	Q (MBTUD) P (USD/MBTU)	Ofertante 2	Q (MBTUD) P (USD/MBTU)	Ofertante 3	Q (MBTUD) P (USD/MBTU)
Suministro	1,0 3,5	Suministro	8,0 3,5	Suministro	1,0 3,5



**Ilustración 17. Demanda agregada y asignación de suministro**



5. Se fijan los compradores primarios a cada comprador secundario, según cantidades disponibles y adjudicadas.

**Tabla 9 Ejemplo de asignación para suministro entre compradores y vendedores**

Punto entrada: Ballena		
Compradores Adjudicados	Cantidad (MBTUD)	Comprador Primario
	5,0	C1
Oferta 2	2,0	C2
	1,0	C3
Oferta 3	1,0	C3
Oferta 1	1,0	C4
<b>TOTAL</b>	<b>10,0</b>	

6. Finalmente con la asignación efectuada, el Gestor del Mercado notifica a las contrapartes para que ellos concierten bilateralmente el mecanismo de garantía. Si las partes finiquitan el mecanismo de garantía, el responsable de la nominación deberá confirmar al productor-comercializador, al comercializador de gas importado o al agente procesador de gas en el SNT, a más tardar a las 18:50 horas, la respectiva cantidad dentro del proceso de nominación, y éste deberá incluir tal cantidad en el programa de suministro de gas definitivo para el siguiente día de gas.

## b) Úselo o véndalo para transporte de gas

La capacidad de transporte contratada pero no nominada al inicio del ciclo de nominación diaria se hará disponible para subastarse en el proceso úselo o véndalo.

A continuación se enuncian algunos puntos propuestos en la consultaría de Harbord et ál (2011d) y se indican las consideraciones de la CREG sobre éstos puntos:

- Harbord et ál (2011d) sugieren que la capacidad de transporte vendida mediante la subasta úselo o véndalo no tenga precio de reserva, y que los compradores adjudicados únicamente se comprometan al pago de los cargos variables.

Sin embargo, el Comité de Expertos considera que no es conveniente que el titular primario de la capacidad pierda los derechos sobre la capacidad contratada y adicionalmente deba pagar el total de los cargos fijos de su contrato original. Además, esto sería asimétrico con respecto al úselo o véndalo de suministro que permite al titular obtener ingresos de las ventas que realice a través del úselo o véndalo de suministro. Así, se propone que el remitente obtenga ingresos de las ventas que realice a través del úselo o véndalo de transporte.

- Harbord et ál (2011d) sugieren que el comprador de la capacidad úselo o véndalo debe ser responsable del pago del cargo variable y que es más eficiente realizándose directamente al transportador. Bajo esta propuesta, el contrato de transporte secundario sería entre el comprador de la subasta úselo o véndalo y el transportador.

No obstante, el Comité de Expertos considera que no es conveniente quitar al remitente la responsabilidad de pagarle al transportador según lo pactado en su contrato. Trasladar la responsabilidad de pago al comprador del secundario implicaría modificar responsabilidades contractuales pactadas entre el remitente y el transportador

- En cuanto al cargo fijo que es determinado por medio de la subasta, el Gestor del Mercado conservaría el valor de éste cargo como medio de ingreso para cubrir sus costos de operación. El argumento que presenta la consultoría radica en que el propósito es darles fuertes incentivos a los titulares primarios de capacidad para que vendan su excedente antes que entre en el proceso úselo o véndalo. En ese orden de ideas, se esperaría que la capacidad que se venda mediante este mecanismo sea la menor posible y por ende el Gestor del Mercado no recaude mayores ingresos por este medio.

Harbord et ál (2011d) indican que en caso de superar el ingreso permitido del Gestor del Mercado el excedente sería deducido de los ingresos requeridos para el siguiente año del Gestor del Mercado. En el caso de que, al final del mandato del Gestor del Mercado, todavía hubiera recolectado ingresos en exceso de su asignación por medio del mecanismo úselo o véndalo, estos ingresos excedentes se devolverían directamente a todos los titulares de capacidad de transporte en proporción a la capacidad media que tenían sobre la últimos 12 meses.

Sobre el particular el Comité de Expertos tampoco considera conveniente que la remuneración del Gestor del Mercado esté sujeta a las cantidades transadas en el úselo o véndalo. Como se indicó antes, el ingreso al Gestor del Mercado se recogerá a través de una única cuota a los participantes del mercado, la cual incluye la remuneración por la gestión del proceso úselo o véndalo.

- Harbord et ál (2011d) sugieren que, aunque el transportador recibiría los cargos variables, estos no serían los especificados en el contrato original y que para esto la CREG calcularía un cargo variable común para los contratos de transporte del úselo o véndalo para cada tramo, diseñado para cubrir los costos variables promedio de transportar gas en cada ruta. Harbord et ál (2011d) afirman que el beneficio de un cargo variable común es doble. El primero es prevenir que los transportadores retengan ingresos provenientes del úselo o véndalo que sean superiores a sus costos variables, y el segundo, reducir el número de productos que se ofrecen en la subasta lo cual incrementa la liquidez y simplifica el proceso úselo o véndalo.

Al respecto, el Comité de Expertos considera que si bien puede argumentarse que los transportadores no esperan recibir el ingreso del cargo variable por un gas no nominado, las reglas del úselo o véndalo de corto plazo deben ser transparentes para el transportador en el sentido de que éste perciba los cargos de transporte del contrato pactado en el mercado primario.

- Harbord et ál (2011d) señalan que a pesar de que fijar un costo variable uniforme y relativamente bajo puede ser desfavorable para los transportadores que tengan costos variables más altos (considerando que de la capacidad vendida en el úselo o véndalo solo recibiría el cargo fijo por parte de los remitentes primarios pero no el cargo variable original), se espera que la capacidad que se venda en el proceso úselo o véndalo sea relativamente baja ya que existe un buen incentivo para que los remitentes vendan en el secundario antes de llegar a este proceso. Adicionalmente, indican que la CREG está en proceso de reducir la proporción de costos recaudados por cargos variables, y esto debería mitigar el efecto de recuperación de costos con el tiempo.

Si bien es cierto que la metodología tarifaria adoptada por la CREG mediante la Resolución CREG 126 de 2010, y otras que la han complementado y modificado, permite llegar a una contratación de capacidad de transporte que tiene alta componente de cargo fijo, los transportadores no son quienes tienen los derechos sobre la capacidad del gasoducto vendida – y no utilizada- y por ende no pueden ofrecerla antes de llegar al proceso úselo o véndalo.

La propuesta relacionada con el úselo o véndalo de transporte, descrita en el numeral 4.3.4 de este documento, tiene en cuenta las anteriores consideraciones.

#### *Desarrollo de la subasta*

Conforme se plantea en la propuesta (numeral 4.3.4) y se establece en el reglamento de subasta (anexo 3 de la resolución propuesta), la adjudicación de capacidad de transporte

mediante el procedimiento úselo o véndalo se realizará como se ejemplifica a continuación:

1. El Gestor de Mercado publica las capacidades de transporte disponibles para cada ruta del SNT (para efectos prácticos se tomará una sola ruta).

**Tabla 10 Ejemplo de capacidad disponible en Ballena - Barranca**

<b>TRAMO: Ballena – Barranca</b>			
<b>Contratos disponibles</b>	<b>Capacidad Disponible</b>	<b>Cargo Fijo (%)</b>	<b>C. Variable (%)</b>
Primario 1	50	100	0
Primario 2	20	90	10
Primario 3	30	80	20
Primario 4	50	70	30
<b>TOTAL</b>	<b>150</b>		

Para efectos del ejemplo se indican todos los remitentes primarios con su capacidad disponible para el úselo o véndalo y las respectivas parejas de cargos pactadas en los contratos. No obstante, el Gestor del Mercado únicamente publicará la cantidad total disponible. Cuando en el contrato se hayan pactado cargos distintos a las parejas de cargos adoptadas por la CREG mediante resoluciones de carácter particular, y si el valor de dichos cargos es superior al aprobado en estas resoluciones, el Gestor del Mercado asumirá la pareja de cargos 100% fijo y 0% adoptado por la CREG.

2. Los participantes interesados envían al Gestor del Mercado sus curvas de demanda (cantidad y precio) con cinco (5) puntos. Por simplicidad en el ejemplo que se indica en la siguiente tabla tiene curvas de demanda de cuatro (4) puntos. La oferta de precio será un porcentaje del cargo fijo de la pareja de cargos que hayan pactado el remitente y el transportador, o del cargo fijo 100% que asuma el Gestor del Mercado si es del caso.

**Tabla 11 Ejemplo de ofertas de compra (curvas de demanda) para transporte**

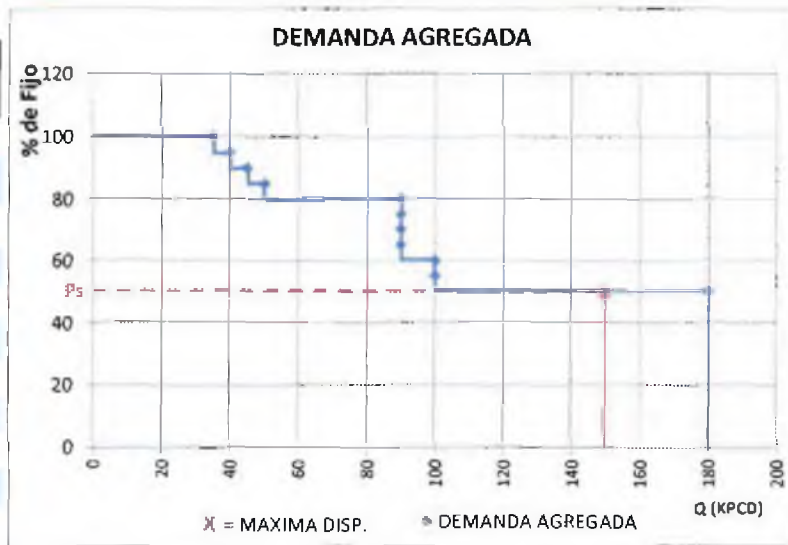
<b>TRAMO: Ballena – Barranca</b>									
<b>Compradores Potenciales</b>	<b>Capacidad Demandada</b>	<b>Oferta % de Cargo Fijo</b>	<b>Capacidad Demandada</b>	<b>Oferta % de Cargo Fijo</b>	<b>Capacidad Demandada</b>	<b>Oferta % de Cargo Fijo</b>	<b>Capacidad Demandada</b>	<b>Oferta % de Cargo Fijo</b>	
Secundario 1	20	100	30	80	40	60	50	50	
Secundario 2	15	100	20	95	25	90	30	85	
Secundario 3	30	80	30	80	60	50	60	50	
Secundario 4	40	50	40	50	40	50	40	50	

3. El Gestor del Mercado obtiene la demanda agregada de capacidad de transporte según las ofertas presentadas y cruza esta demanda con la cantidad máxima disponible.

**Tabla 12 Ejemplo de datos de demanda agregada para transporte**

DEMANDA AGREGADA	
P (%)	Q (KPCD)
100	35
95	40
90	45
85	50
80	90
75	90
70	90
65	90
60	100
55	100
50	180

**Ilustración 18 Demanda agregada para transporte**



En este caso, se puede observar que el porcentaje de cierre de la subasta ( $P_s$ ) sería igual a 50% del valor del cargo fijo. Asimismo, de acuerdo con la cantidad máxima disponible, para este porcentaje la cantidad faltante es de 30 KPCD.

4. Una vez determinado el precio se establece el(los) ofertante(s) marginal(es). En el ejemplo, los ofertantes 1, 3 y 4 ponen el precio marginal, por tanto es necesario distribuir la cantidad faltante entre éstos compradores. Para esto, se toma la cantidad ofertada por cada uno para el porcentaje de cierre de subasta, y se prorratea con la siguiente tasa:

$$Tasa_{prorrata} = \frac{Max_{disp} - faltante}{Max_{disp}} = \frac{150 - 30}{150} = 80\%$$

Donde:

$Tasa_{prorrata}$  Tasa de prorrata utilizada para determinar la cantidad efectiva asignada al ofertante.

$Max_{dis}$  Cantidad Máxima disponible en la subasta.

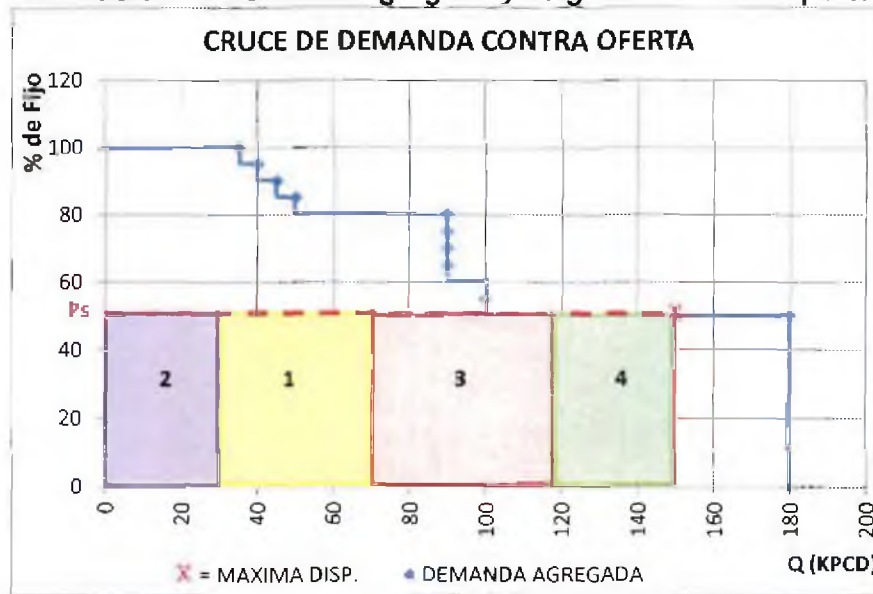
$faltante$  Cantidad Demandada total menos Cantidad Máxima disponible

5. El Gestor del Mercado obtiene las cantidades asignadas a los compradores secundarios:

**Tabla 13 Ejemplo de cantidades para transporte asignadas a compradores**

Compradores UIOSI	Capacidad asignada KPCD
Secundario 1	40
Secundario 2	30
Secundario 3	48
Secundario 4	32
<b>TOTAL</b>	<b>150</b>

**Ilustración 19 Demanda agregada y asignación de transporte**



6. Se asignan los compradores primarios a cada comprador secundario, según cantidades disponibles y adjudicadas.

Tabla 14 Ejemplo de asignación para transporte entre compradores y vendedores

TRAMO: Ballena – Barranca					
Comprador UIOSI	Capacidad Adjudicada	Titular Primario	Cargo Fijo original (%)	C. Variable a pagar (%)	% de Cargo Fijo a pagar
Secundario 2	30	TP 1	100	0	50
	20	TP 1	100	0	50
Secundario 3	20	TP 2	90	10	50
	8	TP 3	80	20	50
Secundario 1	22	TP 3	80	20	50
	18	TP 4	70	30	50
Secundario 4	32	TP 4	70	30	50
<b>TOTAL</b>	<b>150</b>				

7. Finalmente con la asignación efectuada, el Gestor del Mercado notifica a las contrapartes para que concierten o finiquiten bilateralmente el mecanismo de garantía. Si las partes finiquitan el mecanismo de garantía positivamente, el responsable de la nominación deberá confirmar al transportador, a más tardar a las 18:50, la respectiva cantidad dentro del proceso de nominación, y el transportador deberá incluir esta cantidad en el programa de transporte de gas definitivo para el siguiente día de gas.

#### c) Mecanismo úselo o véndalo futuro

Del mecanismo úselo o véndalo descrito anteriormente se puede notar que se trata de subastas independientes, en las que se ofrece por separado el suministro y el transporte. Con este mecanismo existe el riesgo de que los participantes del mercado no obtengan los dos bienes de forma conjunta. Lo anterior podría prestarse para que algunos agentes jugaran indebidamente en el mercado del úselo o véndalo. Por ejemplo, un agente podría realizar ofertas altas para obtener el suministro, y al mismo tiempo realizar ofertas muy bajas por el transporte para no salir adjudicado en transporte. Esto haría que el respectivo agente no finiquite la garantía de suministro, y por tanto no habría despacho de ese gas. En todo caso, la recurrencia en un presunto comportamiento indebido puede ser informada por el Gestor del Mercado a la Superintendencia de Industria y Comercio.

Por las razones anteriores, la propuesta sobre el proceso úselo o véndalo, planteado en el numeral 4.3.4 de este documento y el reglamento de subasta (anexo 3 de la resolución propuesta), es un mecanismo transitorio mientras se establece un mecanismo de subasta multiproducto al igual que garantías *ex ante* a la participación en la subasta. El mecanismo multiproducto permitiría asignar simultáneamente el suministro y el transporte si así lo requiere el agente que participe en la subasta. Así mismo, los participantes del mercado que quisieran ofertar en la subasta deberían establecer previamente una garantía ante el Gestor del Mercado que respalde su participación en el proceso. De esta forma, el envío de una oferta implicaría que, en caso de ser adjudicado, el ofertante debe cumplir con el pago de el(los) producto(s) asignado (s) en la subasta. El anterior mecanismo eliminaría la asignación separada de suministro y de transporte, y por ende la posibilidad de jugar indebidamente en el mercado del úselo o véndalo. Conforme a lo anterior, la CREG elaborará posteriormente los lineamientos y el reglamento correspondiente para el esquema de garantías y la subasta multiproducto.

## REFERENCIAS

- Harbord D. et ál (2011a). "Designing and Structuring the Secondary Market, Short-term Markets and their Management Mechanisms, Task 2 & 3 Report", 17 de febrero de 2011. Informe publicado mediante la Circular CREG No. 011 de 2011.
- Harbord D. et ál (2011b). "Designing and Structuring the Secondary Market, Short-term Markets and their Management Mechanisms, Task 4 Report", 9 de mayo de 2011. Informe publicado mediante la Circular CREG No. 031 de 2011.
- Harbord D. et ál (2011c). "Designing and Structuring the Secondary Market, Short-term Markets and their Management Mechanisms, Task 5 Report", 12 de septiembre de 2011.
- Harbord D. et ál (2011d). "Designing and Structuring the Secondary Market, Short-term Markets and their Management Mechanisms, Task 6 Report", 1 de diciembre de 2011. Informe publicado mediante la Circular CREG No. 089 de 2011.
- Milgrom P. et ál (2011). "Consultancy for standardizing the contracts for supply and pipeline transportation of natural gas in Colombia, Report 4", 5 de octubre de 2011. Informe publicado mediante la Circular CREG No. 080 de 2011.