

RESOLUCIÓN 89 DE 2013

(agosto 14)

Diario Oficial No. 48.883 de 15 de agosto de 2013

Comisión de Regulación de Energía y Gas

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

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo del Decreto 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

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

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

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

Los artículos 14.18 y 69 de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores

dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

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

Según lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las comisiones regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante y produzcan servicios de calidad.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

De conformidad con lo dispuesto en el párrafo 2° del artículo 5° del Decreto 2100 de 2011, corresponde a la CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 13 de dicho Decreto, definir los mecanismos que permitan a quienes atiendan la demanda esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere dicho artículo.

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

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

En el artículo 13 del Decreto 2100 de 2011 se establecen los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización, determinándose que la CREG “deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que

reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes”.

El artículo 14 del Decreto 2100 de 2011 establece que “con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación”. Así mismo, determina que los contratos de suministro y/o transporte, que a la fecha de expedición de dicho Decreto se encuentren en ejecución, no serán modificados por efectos de esta disposición, salvo que se prorrogue su vigencia, caso en el cual la prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

RESUELVE:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

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

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

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

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

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

Boletín Electrónico Central (BEC): Página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente resolución. Es también una herramienta que permite a participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

Capacidad disponible primaria: Es aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme. Se determinará de conformidad con lo señalado en el artículo 4° de esta resolución.

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

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

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

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

Comercializador: Participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el comercializador no podrá tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6° de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización tendrán la calidad de comercializadores.

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

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

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

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

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

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

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

Contrato de Opción de Compra de Gas (OCG): Contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Eventos eximentes de responsabilidad: Eventos taxativamente establecidos en la presente resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los participantes del mercado por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si 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.

Gestor del mercado: Responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos en esta resolución.

Mercado mayorista de gas natural: conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. Estas transacciones se harán con sujeción al reglamento de operación de gas natural.

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

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

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

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

Participantes del mercado: Personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son participantes los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT, los transportadores, los distribuidores, los comercializadores, los almacenadores y los usuarios no regulados.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Artículo 4°. *Capacidad disponible primaria.* La capacidad disponible primaria por tramo o grupo de gasoductos, según las resoluciones de cargos adoptadas por la CREG, corresponderá a la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, CDP_0 , y a la capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte, CDP_1 .

En el Anexo 1 de esta resolución se establece la forma como se determinarán los valores de CDP_0 y CDP_1 .

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

El valor de la capacidad máxima de mediano plazo podrá ser objeto de ajustes cuando se presente uno o varios de los siguientes eventos: i) el transportador realice inversiones no previstas en las inversiones en aumento de capacidad; ii) se presenten cambios en la localización de la demanda; o iii) se presenten cambios en las fuentes de suministro de gas natural debido al agotamiento total de uno o varios campos de producción o al surgimiento de nuevos campos que inyecten gas al respectivo sistema de transporte o a importaciones de gas que se inyecten al respectivo sistema de transporte. En cualquiera de estos casos, antes de comprometer la nueva capacidad máxima de mediano plazo mediante contratos, el transportador deberá publicarla en su boletín electrónico de operaciones y solicitar su publicación en el BEC, previa verificación de la misma por parte una firma auditora que cumpla los requisitos definidos por el CNOG.

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

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

Parágrafo 2°. El transportador sólo podrá comprometer a través de contratos con interrupciones una capacidad igual o inferior a la componente CDP_0 .

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

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

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

AOM: Administración, operación y mantenimiento.

BEC: Boletín Electrónico Central.

BTU: Abreviatura de *British Thermal Unit*.

CIDV: Cantidades importadas disponibles para la venta.

CIDVF: Cantidades importadas disponibles para la venta en firme.

CMMP: Capacidad máxima de mediano plazo.

CNOG: Consejo Nacional de Operación de Gas Natural.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

GBTU: Giga BTU.

GBTUD: Giga BTU por día.

KPC: Mil pies cúbicos estándar.

KPCD: Mil pies cúbicos estándar por día.

MBTU: Millón de BTU.

MBTUD: Millón de BTU por día.

OEF: Obligaciones de energía firme.

PTDV: Producción total disponible para la venta.

PTDVF: Oferta de producción total disponible para la venta en firme.

RUT: Reglamento único de transporte de gas natural.

SNT: Sistema nacional de transporte de gas.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

TÍTULO II

GESTOR DEL MERCADO

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

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

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

2. Centralización de información transaccional y operativa.

El gestor del mercado deberá:

- a) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones realizadas en el mercado primario y en el mercado secundario, tal como se establece en el Anexo 2 de esta resolución.
- b) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados, tal como se establece en el Anexo 2 de esta resolución.
- c) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información operativa del sector de gas natural, tal como se establece en el Anexo 2 de esta resolución.

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

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

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

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

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

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

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

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

En desarrollo de este servicio, el gestor del mercado pondrá a disposición de las entidades competentes la información transaccional y operativa que las mismas le soliciten para efectos de la regulación, inspección, vigilancia y control del mercado mayorista de gas natural. La entrega de esta información no dará lugar a cobro alguno por parte del gestor del mercado.

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

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

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

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

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

Artículo 8°. *Remuneración del gestor del mercado.* La remuneración de los servicios prestados por el gestor del mercado estará sujeta a un esquema de ingreso regulado. Dicho ingreso se determinará con base en el proceso de selección de que trata el artículo 7° de esta resolución.

El ingreso permitido al gestor del mercado será pagado por los compradores de gas natural en el mercado primario. Los comercializadores podrán trasladar este costo a los usuarios finales.

TÍTULO III

ASPECTOS COMERCIALES DEL MERCADO PRIMARIO

CAPÍTULO I

Modalidades de contratos de suministro y de transporte

Artículo 9°. *Modalidades de contratos permitidas.* En el mercado primario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato firme o que garantiza firmeza.
2. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
4. Contrato de opción de compra de gas.

5. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.

6. Contrato de opción de compra de transporte.

7. Contrato de suministro de contingencia.

8. Contrato de transporte de contingencia.

9. Contrato con interrupciones.

Parágrafo 1°. Los contratos de suministro y de transporte de gas que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente resolución continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia, con excepción de los casos señalados en los parágrafos 1° y 2° del artículo 22 de esta resolución.

Parágrafo 2°. A partir de la vigencia de la presente resolución no podrán pactarse contratos en la modalidad “take or pay”, definidos en el artículo 2° de la Resolución CREG 070 de 2006, modificado por el artículo 4° de la Resolución CREG 118 de 2011 y por la Resolución 140 de 2011.

Parágrafo 3°. Los contratos que se pacten en el mercado primario deberán ser escritos, sin perjuicio de su naturaleza consensual. Cada contrato solo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el artículo 3° de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

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

Parágrafo 5°. Para efectos del cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario, la Comisión podrá considerar que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a los contratos de transporte con firmeza condicionada y a los de opción de compra de transporte, celebrados para la misma dirección de un tramo del SNT, es constante durante la vigencia de estos contratos e igual a la máxima capacidad garantizada mediante dichos contratos. Para el cálculo de esta capacidad se tendrán en cuenta las reglas establecidas en el artículo 4° y en el Anexo 1 de esta resolución para el cálculo de la capacidad disponible primaria.

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

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

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

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

CAPÍTULO II

Requisitos mínimos de los contratos de suministro y de transporte

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

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

Artículo 11. *Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.* En la ejecución de los contratos referidos en el artículo 9° de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños

por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana.

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

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

1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.
2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña entregará por escrito a la otra parte, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del mismo y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.
3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación, se suspenderá el cumplimiento de la obligación de entregar, de aceptar la entrega o de transportar gas natural, según corresponda, a partir del acaecimiento del respectivo hecho y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido.
4. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la notificación la parte no afectada directamente rechaza por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si dentro del plazo de los diez (10) días hábiles mencionados la parte no afectada directamente no manifiesta por escrito el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma.
5. La parte que invoque la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña deberá realizar sus mejores esfuerzos para subsanar la causa que dio lugar a su declaratoria, e informará por escrito a la otra parte, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la superación del evento, la fecha y hora en que fue superado. El cumplimiento de las obligaciones suspendidas se reiniciará el día de gas siguiente a la notificación de la superación del evento, siempre y cuando dicha notificación sea recibida por la parte no afectada directamente al menos

dos (2) horas antes del inicio del ciclo de nominación para el siguiente día de gas. En caso contrario las obligaciones suspendidas se reiniciarán el segundo día de gas siguiente la notificación.

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

Artículo 12. *Eventos eximentes de responsabilidad.* Por evento eximente de responsabilidad se entenderá lo establecido en el artículo 3° de la presente resolución.

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

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

la no prestación del servicio de transporte debido a la inexistencia del registro serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad para la otra parte.

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

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

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

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

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

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

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

Parágrafo 1°. La CREG podrá reducir gradualmente las duraciones máximas señaladas en este artículo en la medida en que en el mercado mayorista haya las condiciones suficientes para

reducir las duraciones permisibles para estas interrupciones y/o se viabilice la importación de gas natural. Dichas reducciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de esa medida.

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

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

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

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

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

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

a) Por parte del transportador, cuando este incumple su obligación de recibir la cantidad de energía nominada en el punto de inicio del servicio y de entregar la cantidad de energía nominada en el punto de terminación del servicio. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente; además, el remitente deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CAPÍTULO III

Participantes en el mercado primario

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

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

Artículo 18. *Compradores de gas natural.* Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III y en el título V de la presente resolución.

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

Artículo 20. *Compradores de capacidad de transporte.* Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los comercializadores y los usuarios no regulados son los

únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en los artículos 30 y 51 de la presente resolución.

CAPÍTULO IV

Comercialización de gas natural

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

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

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

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

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

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

ii) Campos menores.

iii) Yacimientos no convencionales.

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

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

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

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

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

a) Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

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

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

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

Parágrafo 3°. Los productores-comercializadores cuya participación en un contrato de asociación o en un contrato de exploración y producción finalice en una fecha anterior a un 30 de noviembre podrán comercializar el gas natural que les corresponde mediante negociaciones directas con otros productores-comercializadores o con los compradores a los que se hace referencia en el artículo 18 de esta resolución. Estas negociaciones deberán tener como fecha de inicio de la obligación de entrega el 30 de noviembre inmediatamente anterior a la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción, y deberán tener como fecha de terminación de la obligación de entrega la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción. En este caso no se dará aplicación a las disposiciones de la Resolución CREG 093 de 2006.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Parágrafo. Si el análisis que se haga en el año 2013 con base en lo dispuesto en el artículo 24 de esta resolución lleva a determinar que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la

negociación directa durante un período definido, los contratos ofrecidos bajo cada modalidad contractual tendrán como fecha de inicio del suministro el 1° de enero de 2014.

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

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

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

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

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

Parágrafo. Si el análisis que se haga en el año 2013 con base en lo dispuesto en el artículo 24 de esta resolución lleva a determinar que el mecanismo de comercialización a aplicar es el de la negociación mediante subasta, los contratos ofrecidos bajo cada modalidad contractual tendrán como fecha de inicio del suministro el 1° de enero de 2014 y tendrán como fecha de terminación el 30 de noviembre de 2014 o el 30 de noviembre de 2018.

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

1. En el caso de las negociaciones directas a que se hace referencia en el artículo 22 de esta resolución el precio será el que acuerden las partes.

2. En el caso de las negociaciones directas a que se hace referencia en el artículo 25 de esta resolución el precio será el que acuerden las partes.

3. En el caso de las negociaciones mediante subasta a que se hace referencia en el artículo 27 de esta resolución el precio será el de cierre de la subasta para el respectivo producto.

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

CAPÍTULO V

Negociación de capacidad de transporte

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

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

TÍTULO IV

ASPECTOS COMERCIALES DEL MERCADO SECUNDARIO

CAPÍTULO I

Modalidades y requisitos mínimos de contratos de suministro y de transporte

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Intradiario: contrato para el suministro o el transporte por un período menor a veinticuatro horas durante el día de gas. Este contrato deberá ser celebrado con sujeción al proceso de renominación vigente.
2. Diario: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día de gas. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del Día D-1, con sujeción al proceso de nominación vigente.
3. Semanal: contrato para el suministro o el transporte desde las 00:00 horas del lunes hasta las 24:00 horas del domingo siguiente. Este contrato deberá ser celebrado antes de las 12:00 horas del domingo anterior al lunes en que se inicia la entrega o el transporte, con sujeción al proceso de nominación vigente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CAPÍTULO II

Participantes en el mercado secundario

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

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

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

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

CAPÍTULO III

Comercialización de gas natural y de capacidad de transporte

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

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

Artículo 39. *Negociaciones directas de capacidad de transporte.* Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 36 y 37 de esta resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones solo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el Capítulo I del Título IV de la presente resolución. Las partes acordarán libremente el precio de la capacidad de transporte que se comercialice mediante estas negociaciones directas.

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

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

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

CAPÍTULO IV

Negociaciones a través del BEC

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

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

2. Solicitudes de compra de gas natural. Las solicitudes deberán especificar la identidad del solicitante, los datos de contacto del mismo, la cantidad requerida en MBTUD, la duración del contrato solicitado, el punto estándar de entrega, el precio de compra en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato solicitado.

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

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

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

Parágrafo. El gestor del mercado definirá el medio y el formato para la presentación de las ofertas de venta y de las solicitudes de compra a las que se hace referencia en este artículo. El gestor del

mercado facilitará la publicación de otra información sobre las ofertas de venta y las solicitudes de compra que los participantes del mercado deseen publicar voluntariamente.

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

Artículo 43. *Registro en el BEC.* Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 34, 35, 36 y 37 de esta resolución podrán registrarse en el BEC para tener acceso a información sobre ofertas de venta y solicitudes de compra en el mercado secundario. El registro en el BEC no conllevará el pago de cargos adicionales y se realizará ante el gestor del mercado, a través del medio electrónico y los formatos que este defina.

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

CAPÍTULO V

Procesos úselo o véndalo

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

1. Determinación de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado determinará la capacidad de transporte excedentaria según se define en el Anexo 6 de esta resolución.

2. Subastas de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado deberá aplicar el procedimiento de negociación de capacidad excedentaria mediante el mecanismo de subasta que se regirá por el reglamento establecido en el Anexo 6 de esta resolución.

3. Productos de las subastas. En cada subasta se negociará la capacidad de transporte excedentaria por ruta bajo la modalidad de contrato firme de duración anual. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar.

4. Precio de cierre de las subastas. La capacidad excedentaria que se negocie mediante cada subasta tendrá el precio de cierre de la subasta, el cual estará expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

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

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

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

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

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

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

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades que no fueron nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de

los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los artículos 11 y 12 de esta resolución.

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

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

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

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

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

5. Subasta de la cantidad disponible. El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de las cantidades disponibles de gas natural, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 5.7 del Anexo 8 de la presente resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 para cada punto de entrega de gas. Habrá tantas subastas como puntos de entrega con gas disponible para subastar. El gas negociado será entregado en el punto de entrega para el cual se especificó cada una de las subastas.

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

informará dichas cantidades a los productores-comercializadores y a los comercializadores de gas importado involucrados en este proceso.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Si el comprador realiza el prepago de la capacidad adoptará la condición de remitente de corto plazo y como tal será el titular de la capacidad contratada para el día de gas. En este evento el vendedor estará obligado a nominar la capacidad negociada o solicitarla al responsable de la nominación de transporte, según corresponda.

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

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

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

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

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

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

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

Parágrafo 4°. Durante el ciclo de nominación los responsables de la nominación de transporte no podrán modificar las cantidades de energía nominadas a la hora límite para el recibo de la nominación diaria de transporte, por parte de los transportadores, establecida en el RUT. En la confirmación de la cantidad de energía a transportar, a realizar dentro de la hora límite establecida en el RUT, solo se podrán aumentar las cantidades nominadas inicialmente en aplicación del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte.

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

CAPÍTULO VI

Promotor de mercado

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

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

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

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

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

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

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

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

TÍTULO V

NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS CON INTERRUPCIONES

Artículo 50. *Negociación de contratos de suministro con interrupciones.* Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 17, 34, 18 y 35 de esta resolución solo podrán negociar la compraventa de gas natural mediante la modalidad de contratos con interrupciones a través de subastas mensuales. Estas subastas se realizarán el penúltimo día hábil de cada mes para cada campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, y se regirán por el reglamento establecido en el Anexo 9 de esta resolución.

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

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

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

Artículo 51. *Negociación de contratos de transporte con interrupciones.* Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 19, 36, 20 y 37 de esta resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte mediante la modalidad de contratos con interrupciones. Estos contratos no podrán contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el artículo 3 de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas.

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

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

TÍTULO VI

ASPECTOS OPERATIVOS

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

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

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

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

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

a) Los transportadores solo podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. Como excepción podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este artículo.

b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de transporte. En este caso los responsables de la nominación de transporte deberán solicitar la renominación e informar a los transportadores que la renominación la hacen a nombre del remitente de corto plazo.

Artículo 54. *Variaciones de salida.* Cuando por causas imputables al remitente se presenten variaciones de salida que superen el 5% de la energía autorizada por el transportador, el remitente deberá pagar la siguiente compensación, según sea el caso.

1. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es inferior a la cantidad de energía autorizada, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 5 del Anexo 3 de esta resolución.

2. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo 3 de esta resolución.

Parágrafo 1°. Cuando por causas imputables al remitente se presente una variación de salida que supere el 5% de la energía autorizada por el transportador y dicha variación obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, procederá el cobro de la compensación señalada en el numeral 2 de este artículo. En este caso también procederá la aplicación de lo pactado por el remitente y el transportador, en el acuerdo de balance, para equilibrar desbalances.

Parágrafo 2°. Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser liquidadas mensualmente, por parte del beneficiario, y facturadas con la misma periodicidad de la facturación del servicio.

Parágrafo 3°. Dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución el CNOG propondrá a la CREG la metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida. El cobro de la componente C_{CNOG} , a la que se hace referencia en los numerales 5 y 6 del Anexo 3 de esta resolución, solo procederá cuando la CREG adopte la metodología mencionada.

Parágrafo 4°. Lo establecido en este artículo empezará a regir el 30 de noviembre de 2014. Hasta ese momento se dará aplicación a lo pactado por los remitentes y los transportadores sobre la materia.

Parágrafo 5°. Cuando en un punto de salida la medición de cantidades es común a varios remitentes dentro de un sistema de distribución, el distribuidor será el responsable ante el transportador por la variación de salida. En resolución aparte se determinará la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones.

TÍTULO VI

MODIFICACIONES Y DEROGATORIAS

Artículo 55. *Modificaciones.* La presente resolución modifica:

1. Los numerales 4.4, 4.5.1, 4.5.1.3, 4.5.2, 4.5.2.2, 4.6.4 y 4.6.5 del RUT.
2. El primer inciso del numeral 2.2.3 del RUT.

3. El cuarto inciso del artículo 5 de la Resolución CREG 057 de 1996.

Artículo 56. *Derogatorias*. La presente resolución deroga todas las disposiciones que le sean contrarias. En especial, las siguientes:

1. Resolución CREG 170 de 2011.

2. Resolución CREG 118 de 2011.

3. El artículo 6° de la Resolución CREG 079 de 2011.

4. Los párrafos 1° y 2° del artículo 28 de la Resolución CREG 126 de 2010.

5. El artículo 3° de la Resolución 147 de 2009.

6. El artículo 1° de la Resolución CREG 045 de 2009.

7. Los artículos 1° a 19 y 21 a 25 de la Resolución CREG 095 de 2008.

8. Los artículos 1° a 6° de la Resolución 070 de 2006.

9. El numeral 1 del artículo 3° de la Resolución CREG 114 de 2006.

10. Los artículos 1°, 2° y 5° a 9° de la Resolución CREG 023 de 2000.

11. La definición de mercado secundario del artículo 1° de la Resolución 017 de 2000.

12. Las siguientes definiciones del numeral 1.1 del RUT: capacidad disponible primaria, capacidad disponible secundaria, capacidad firme, capacidad interrumpible, capacidad liberada,

comercialización de gas combustible, comercializador, liberación de capacidad, mercado secundario, remitente, remitente remplazante y variación de salida.

13. El párrafo del numeral 2.2.2 y los numerales 2.5 y 4.7.1 del RUT.

14. Los dos (2) últimos incisos del numeral 2.2.3 del RUT.

15. La definición de productor-comercializador del artículo 1° de la Resolución CREG 023 de 2000.

16. Las siguientes definiciones del artículo 2° de la Resolución CREG 071 de 1998: Comercialización y comercializador.

17. Las siguientes definiciones del artículo 1° de la Resolución CREG 057 de 1996: Comercialización de gas combustible, comercializador, mercado mayorista, prima de disponibilidad, venta de gas natural por parte de productores y centro de despacho de gas.

18. Los artículos 10, 12, 22, 33, 76 y 77 de la Resolución CREG 057 de 1996.

19. Las demás disposiciones que le sean contrarias.

Artículo 57. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el ***Diario Oficial***.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 14 de agosto de 2013.

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

CONSULTAR APÉNDICE EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.