



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 114 DE 2017

(14 AGO. 2017)

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

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

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

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

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

la organización de sistemas de información, la neutralidad de la prestación de los servicios, entre otras.

El numeral 14.18 del artículo 14 y el artículo 69 ambos 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 numeral 74.1 del artículo 74 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 numeral 74.1 del artículo 74 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 numeral 74.1 del artículo 74 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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

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

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

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

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

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

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

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

El mercado secundario previsto en la regulación es físico, de tal forma que su desarrollo depende de las gestiones que realizan los propios participantes de

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

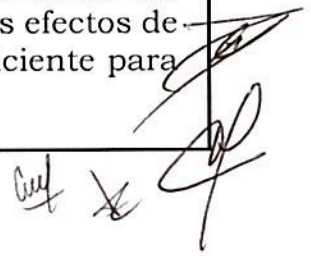
La necesidad de una mayor liquidez en el mercado secundario ha sido evidenciada por la CREG a partir de sendos estudios sobre el mercado colombiano de gas natural, necesidad que ha sido corroborada por comentarios recibidos de manera informal que indican que las ventas en el mercado primario de cantidades 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 compilado por el Decreto 1073 de 2015, 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 compilado por el Decreto 1073 de 2015, 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 compilado por el Decreto 1073 de 2015 establece las excepciones a los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV.

En el artículo 13 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 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”.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

El artículo 14 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 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 compilado por el Decreto 1073 de 2015 determina que cuando la CREG lo solicite, el Consejo Nacional de Operaciones de Gas –CNOG expedirá los acuerdos y protocolos operativos que se requieran.

Según el párrafo del artículo 22 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, 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)eñalar 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

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 compilado por el Decreto 1073 de 2015, corresponde a la Unidad de Planeación Minero-Energética –UPME elaborar un plan indicativo de abastecimiento de gas natural con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

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

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

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

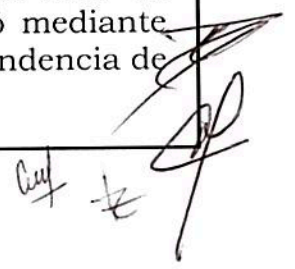
Según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, es necesario promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado. Igualmente se ha identificado la necesidad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

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

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

En el Documento CREG-063 de 2013, 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 compilado por el Decreto 1074 de 2015 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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

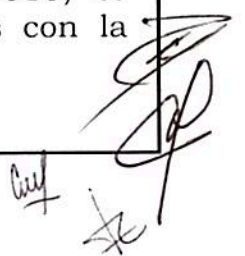
La Comisión consideró que con las aclaraciones efectuadas contenidas en la comunicación anteriormente reseñada y que se exponen en su integridad en el documento CREG-063 de 2013 se atendieron las recomendaciones de la SIC y se cuenta con estudios y análisis suficientes y adecuados que soportaron en su momento la respectiva Resolución.

Con base en lo anterior la CREG adoptó la Resolución CREG 089 de 2013 “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural” en la sesión de Comisión No. 568 del 14 de agosto de 2013.

En desarrollo de la ejecución de la Resolución CREG 089 de 2013, se efectuaron modificaciones a la misma, las cuales se adoptaron mediante las Resoluciones CREG 124 de 2013, 151 de 2013, 204 de 2013, 089 de 2014, 122 de 2014, 159 de 2014, 022 de 2015, 032 de 2015, 088 de 2015, 105 de 2015, 139 de 2015, 140 de 2015, 143 de 2015, 213 de 2015, 218 de 2015, 070 de 2016, 137 de 2016, 168 de 2016, 001 de 2017, 060 de 2017 y 081 de 2017.

La presente Resolución tiene como uno de sus objetos compilar y derogar la Resolución CREG 089 de 2013 y sus modificaciones con el fin de facilitar su aplicación y consulta por parte de todos los interesados que hacen parte del sector de gas natural en Colombia, toda vez que todas estas disposiciones se entienden incluidas en la presente resolución.

Por otra parte, del desarrollo de los procesos de comercialización de gas natural llevados a cabo según lo establecido en la Resolución CREG 089 de 2013, y en particular del proceso de actualización de precios entre 2014 y 2015, se manifestaron por parte de los agentes preocupaciones relacionadas con la formación de precios en el mercado.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

En ese sentido, se han realizado análisis que permiten concluir que es pertinente introducir ajustes a la Resolución CREG 089 de 2013, por un lado separando los mecanismos de comercialización en el mercado primario para el corto y largo plazo respectivamente, y creando nuevos productos para el mercado que se ajusten mejor a los requerimientos específicos de la demanda y que no asignen riesgos inmanejables a los participantes y por el otro creando un procedimiento que proteja la demanda regulada, quien se estima pasiva en los procesos de comercialización.

Lo anterior se presenta, teniendo en cuenta unos lineamientos específicos entre los cuales se encuentra tener un mecanismo que fomente la competencia, proponiendo los ajustes que se consideran necesarios, con el fin de mantener el espíritu dentro del cual se concibió y profirió la Resolución CREG 089 de 2013, dado que la estructuración del mercado de gas establecido en la norma en mención es una regulación reciente que aún está en proceso de estabilización.

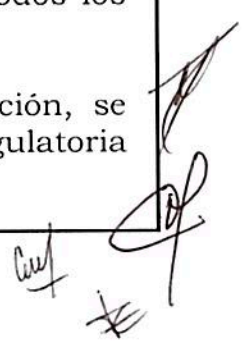
De acuerdo con lo anterior y con base en los análisis internos de la CREG, la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar, en el que se ajustan algunos aspectos de la Resolución CREG 089 de 2013, mediante la Resolución CREG 094 de 2016. Considerando el carácter general que tiene esta propuesta regulatoria y con el propósito de divulgar y promover la participación de los usuarios, empresas y demás participantes del mercado interesados, la CREG publicó la respectiva resolución de consulta en el Diario oficial 49.954 el día 3 de agosto de 2016 al igual que en la página web de la Comisión el 26 de agosto de 2016, junto con el Documento CREG-045 de 2016 el cual contiene análisis y estudios que soportan la propuesta regulatoria.

La Resolución CREG 094 de 2016 fue sometida a consulta por un periodo de 30 días calendario a partir de su publicación en la página web de la Comisión, sin embargo, la Resolución CREG 136 de 2016 amplió el plazo hasta el 1 de octubre de 2016.

Mediante la circular CREG 049 de 2016, la Comisión invitó a todos participantes del mercado de gas natural al taller sobre la Resolución CREG 094 de 2016. Durante las dos sesiones que se realizaron se contó con la asistencia de un total de 158 participantes. Las actas de tales eventos se encuentran radicadas con los números I-2016-005249, I-2016-005259 e I-2016-005250.

Según lo previsto en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004 compilado por el Decreto 1078 de 2015, 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.

En el Documento CREG-063 de 2017, el cual soporta esta Resolución, se presenta el análisis a los comentarios recibidos sobre la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 094 de 2016.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto compilatorio 1074 de 2015 la Comisión informó mediante comunicación S-2017-002674 del 13 de junio de 2017 a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de resolución.

Una vez revisada la comunicación con radicado CREG E-2017-007061 del 28 de julio de 2017 allegado por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, se observa que de parte de ésta no se plantea una recomendación específica, en materia de libre competencia económica, frente a la distinción aplicable a los agentes termoeléctricos. En ese sentido, la CREG considera que de ésta forma se da cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 1074 de 2015 en relación con el requisito que se debe agotar con la mencionada entidad.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión CREG No. 794 del 14 de agosto de 2017, respectivamente.

R E S U E L V E:

Título I Disposiciones generales

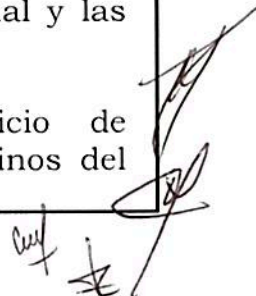
Artículo 1. Objeto. Mediante esta Resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural 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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

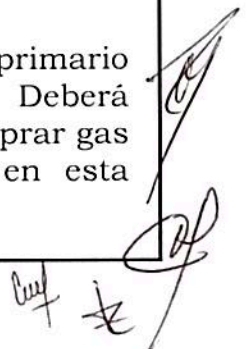
Capacidad interrumpible: capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos con interrupciones.

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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

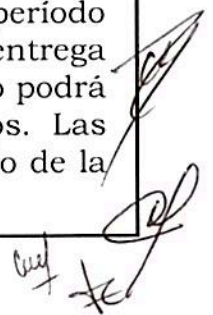
Comprador secundario: persona jurídica con la cual un comprador primario o un comprador cesionario celebra un contrato de compraventa de derechos de suministro de gas. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado secundario, de acuerdo con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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 suministro C1: contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, con un componente fijo equivalente a un porcentaje de la cantidad máxima y un derecho del comprador a ejercer el porcentaje restante únicamente para su consumo y no para reventa. Corresponde a suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

Contrato de suministro C2: contrato escrito en el que el vendedor ofrece el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, en el que se garantiza una parte fija, porcentaje de la cantidad máxima, y la cantidad correspondiente al porcentaje restante se considera firme siempre y cuando exista la disponibilidad por la no ejecución de las opciones de contratos de suministro C1. Corresponde a suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico, de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente resolución.

Contrato de suministro firme al 95%, CF95: contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual mínimo el 95% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.



Handwritten signature and initials.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

Desbalance de energía positivo: diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas que es mayor a cero.

Desbalance de energía negativo: diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas que es menor a cero.

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 D-2: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día D-1.

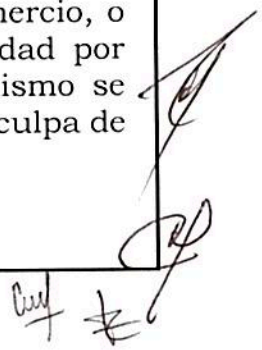
Día D+1: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario posterior al día de gas.

Día D+2: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario posterior al día D+1.

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.

Ejecución de contratos: Hace referencia al proceso previo a la nominación que corresponde a cantidades comerciales, es decir, a las cantidades solicitadas por el comprador que son tenidas en cuenta para efectos de facturación.

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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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

Gas disponible para contratos C2: corresponde al gas que cada vendedor tiene disponible para entregar en contratos C2, una vez descontadas las cantidades requeridas para cumplir con las ejecuciones de la parte variable de los contratos C1 que haya suscrito y se encuentren vigentes, conforme a lo estipulado en la presente Resolución.

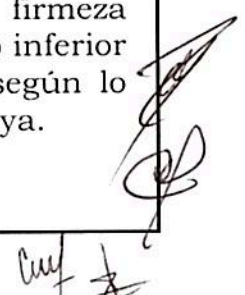
Gestor del mercado: responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos en esta Resolución.

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 por 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por campo, punto de entrada al SNT, o por 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 que garantizan firmeza según lo dispuesto en la presente resolución. Deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDF, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

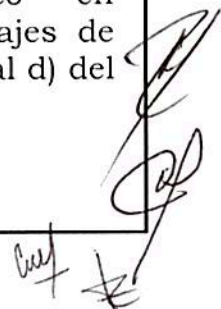
Participantes del mercado: personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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

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

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

Variación de salida: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea inferior a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD). En el caso de los distribuidores comercializadores y de las estaciones de GNV conectadas directamente al SNT, esta medición será diaria independientemente de las capacidades de transporte contratadas.

Variación de salida negativa: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es menor a cero.

Variación de salida positiva: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es mayor a cero.

Variación de salida neta: suma de las diferencias entre las cantidades de energía autorizadas por el transportador y las cantidades de energía tomadas por el remitente en un punto de salida, durante un periodo de tiempo determinado.

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 .



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

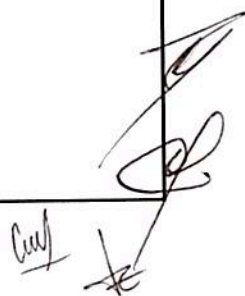
El incumplimiento de lo dispuesto en este parágrafo podrá ser considerado por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia.

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 <i>British Thermal Unit</i> .
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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

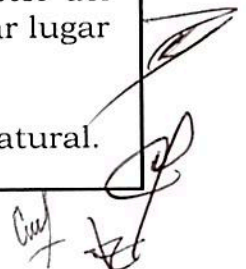
2. Centralización de información transaccional y operativa.

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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 26 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 40, 43, 44 y 45 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 49 de la presente Resolución.

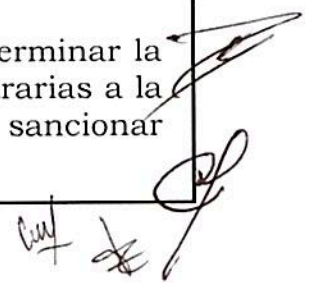
6. Reporte de información para el seguimiento del mercado mayorista de gas natural.

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

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

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

Parágrafo 3. El gestor del mercado no tendrá competencia para 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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

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

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.

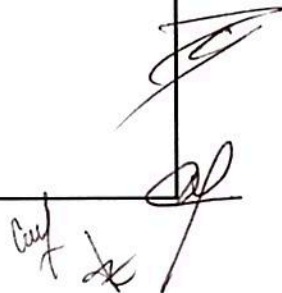
El ingreso regulado será pagado al gestor del mercado por los vendedores a los que se hace referencia en el artículo 17 de la Resolución CREG 089 de 2013 que hayan suscrito contratos firmes y/o de suministro con firmeza condicionada. Los vendedores podrán incluir este costo en el precio del gas natural, al momento de la suscripción del contrato correspondiente.

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 de suministro Firme al 95%, CF95.
2. Contrato de suministro C1.
3. Contrato de suministro C2.
4. Contrato de transporte firme.
5. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
6. Contrato de opción de compra de transporte.
7. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
8. Contrato de suministro de contingencia.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

9. Contrato de transporte de contingencia.

10. 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 entrada en vigencia de la presente Resolución no podrán pactarse contratos en modalidades y/o condiciones diferentes a las contempladas en el presente artículo y en ningún caso se podrán pactar periodos de compensación para cantidades pagadas y no consumidas.

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

Parágrafo 4. 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Parágrafo 5. 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 6. 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 de suministro y transporte. Los contratos de carácter firme referidos en los numerales 1, 2, 3, 4, 5, 6, y 7 del 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.

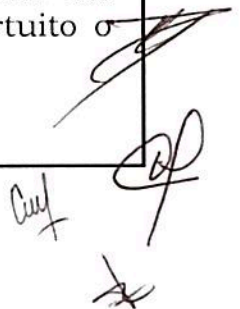
Parágrafo. En el caso de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones las partes tendrán la potestad de determinar su contenido sin contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha 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:

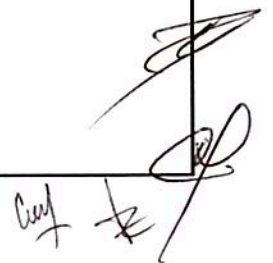
1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 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 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Parágrafo 2. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se podrán reiniciar antes del período establecido en el numeral 5 de este artículo si las partes así lo convienen.

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

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad se podrán reiniciar antes del período establecido en el numeral 5 del Artículo 11 de la presente Resolución si las partes así lo convienen.

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

Cuel
i
P

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 de suministro y/o transporte, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, en los siguientes casos:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:
 - a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
 - b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el gas contratado.
2. En el caso de los contratos de transporte de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:
 - a) Por parte del transportador, cuando éste incumple su obligación de recibir la cantidad de energía nominada en el punto de inicio del servicio y de entregar la cantidad de energía nominada en el punto de terminación del servicio. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente; además, el remitente deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
 - b) Por parte del remitente, cuando éste incumple su obligación de pagar los cargos de transporte acordados entre las partes.
3. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades de suministro C1:
 - a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía fija más la cantidad ejecutada de la parte variable por parte del comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
 - b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el máximo entre el gas ejecutado y el componente fijo de la cantidad contratada.
4. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades de suministro C2:

Cud

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía de gas disponible en el programa definitivo para contratos C2 conforme al proceso de ejecución de contratos. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
 - b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el gas disponible para contratos C2.
5. En el caso de los contratos de suministro firme CF95:
- a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
 - b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar el máximo entre el gas nominado y el componente 95% de la cantidad contratada, en la liquidación mensual.

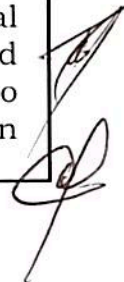
Parágrafo 1. Las partes podrán definir otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, sin que las mismas sean consideradas incumplimientos para efectos de esta Resolución.

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.

Parágrafo 4. La obligación de asegurar que la cantidad de energía nominada al vendedor sea igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador y la obligación de asegurar que la cantidad de energía nominada al transportador sea igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente comenzarán a regir a partir de los 60 días calendario siguientes al día en que inicie el período de vigencia de la obligación de prestación

Conf. J



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

de los servicios a cargo del gestor del mercado. A partir de esa fecha dichas disposiciones aplicarán a todos los contratos de suministro y de transporte suscritos antes o después de la entrada en vigencia de esta Resolución.

Parágrafo 5. Las disposiciones establecidas en el parágrafo 2 de este artículo comenzarán a regir a partir de los 60 días calendario siguientes al día en que inicie el período de vigencia de la obligación de prestación de los servicios a cargo del gestor del mercado. A partir de esa fecha dichas disposiciones aplicarán a todos los contratos de suministro y de transporte suscritos antes o después de la entrada en vigencia de esta Resolución.

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, de opción de compra, firme CF95, de suministro C1 y de suministro C2:
 - a) Si el vendedor incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en los literales a) de los numerales 1, 3, 4, y 5 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- 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 los literales a) de los numerales 1, 3, 4, y 5 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, firme CF95, de firmeza condicionada y de opción de compra, sólo se actualizarán anualmente con base en las ecuaciones establecidas en el Anexo 4.

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

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

Parágrafo 3. Las partes de los contratos de más de un año celebrados con posterioridad al 15 de agosto de 2013 y que de mutuo acuerdo se acogieron a lo dispuesto en los artículos 1 y 2 de la Resolución CREG 017 de 2015, y a la opción del Artículo 2 de la Resolución CREG 183 de 2014, podrán acordar libremente la regla de actualización de precios que aplicará a partir del 1 de diciembre de 2015 y que deberá corresponder a valores determinísticos para cada uno de los años restantes de la vigencia del contrato o depender de un índice de manejo público dispuesto por una tercera parte independiente. El valor resultante de la

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

actualización de precios será único para cada año. Los productores enviarán copia de dicho acuerdo a la CREG a más tardar el 8 de septiembre de 2015.

De no lograr un acuerdo entre las partes, estas aplicarán las ecuaciones de actualización de precios establecidas en los numerales 2.1 y 2.2 del Anexo 4 de la presente Resolución, según corresponda, y las partes aplicarán un factor de alfa (α) y un factor beta (β), los cuales publicará la CREG mediante circular de la Dirección Ejecutiva a más tardar el 30 de septiembre de 2015.

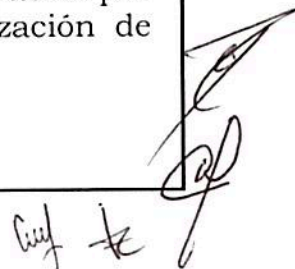
En la aplicación de las ecuaciones de actualización de precios para el 1 de diciembre de 2015, en caso de requerir precios promedio ponderado de 2014, las partes deberán utilizar el precio promedio ponderado que incluya los precios resultantes de haber aplicado las disposiciones del Artículo 3 de la Resolución CREG 017 de 2015 y del Artículo 1 de la Resolución CREG 183 de 2014.

Parágrafo 4. Las partes de los contratos de más de un año vigentes y celebrados con posterioridad al 15 de agosto de 2013, diferentes a los que trata el parágrafo 3 del presente artículo, que prevean ajustes regulatorios en relación con la actualización de precios, podrán acordar libremente la regla de actualización de precios que aplicará a partir del 1 de diciembre de 2015 y que deberá corresponder a valores determinísticos para cada uno de los años restantes de la vigencia del contrato o depender de un índice de manejo público dispuesto por una tercera parte independiente. El valor resultante de la actualización de precios será único para cada año. Los productores enviarán copia de dicho acuerdo a la CREG a más tardar el 8 de septiembre de 2015.

De no lograr un acuerdo entre las partes, estas aplicarán la ecuación de actualización de precios del Anexo 4 de la presente Resolución que corresponda según lo establecido en el contrato.

En la aplicación de las ecuaciones de actualización de precios del Anexo 4 de la presente Resolución para el primero (1) de diciembre de 2015, en caso de requerir un precio promedio ponderado de 2014, las partes deberán utilizar el precio promedio ponderado publicado mediante la Circular CREG 108 de 2014. En caso de utilizar las ecuaciones establecidas en los numerales 2.1 y 2.2, según corresponda, las partes aplicarán un factor de alfa (α) y un factor beta (β), los cuales publicará la CREG mediante circular de la Dirección Ejecutiva a más tardar el 30 de septiembre de 2015.

Parágrafo 5. Las partes de los contratos de más de un año, diferentes a los que tratan los párrafos 3 y 4 del presente artículo, celebrados con posterioridad al 15 de agosto de 2013, podrán acordar libremente la regla de actualización de precios que aplicará a partir del 1 de diciembre de 2015. Dicha regla deberá ser informada a la CREG a más tardar el 8 de septiembre de 2015 y deberá corresponder a valores determinísticos para cada uno de los años restantes de la vigencia del contrato o depender de un índice de manejo público dispuesto por una tercera parte independiente. El valor resultante de la actualización de precios será único para cada año.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

De no lograr un acuerdo entre las partes, estas aplicarán la actualización de precios establecida en el numeral 1 del Anexo 4 de la presente Resolución.

En la aplicación de las ecuaciones de actualización de precios del Anexo 4 de la presente Resolución para el primero (1) de diciembre de 2015, en caso de requerir un precio promedio ponderado de 2014, las partes deberán utilizar el precio promedio ponderado publicado mediante la Circular CREG 108 de 2014.

Parágrafo 6. En los contratos de más de un año que se celebren a partir del 21 de julio de 2015, como resultado del mecanismo de negociación directa, las partes aplicarán las ecuaciones de actualización de precios establecidas en el numeral 2 del Anexo 4 de la presente Resolución, según corresponda, con un factor de alfa (α) igual a cero (0).

Las partes podrán acordar libremente un único valor del factor beta (β), el cual deberá corresponder a un valor entre cero (0) y uno (1), que aplicará desde la primera y hasta la última actualización de la vigencia del contrato.

De no lograr un acuerdo entre las partes, estas deberán aplicar el factor beta (β) que publicará la CREG mediante circular de la Dirección Ejecutiva a más tardar el 30 de septiembre de 2015.

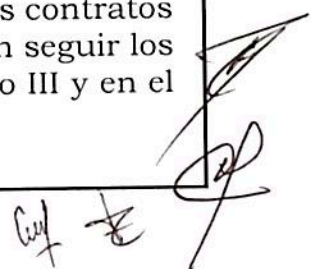
Parágrafo 7. Los precios de los contratos de largo plazo de más de un año que se celebren como resultado de la negociación mediante subasta se actualizarán con base en las ecuaciones definidas en el numeral 2 del Anexo 4 de la presente Resolución, con un factor de alfa (α) igual a cero (0) y el factor beta (β) publicado por la CREG mediante circular 113 de 2015.

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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 29 y 50 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 29 y 50 de la presente Resolución.

Capítulo IV Comercialización de gas natural

Artículo 21. Mecanismos de comercialización. Con excepción del gas natural que se comercialice mediante la modalidad con interrupciones, en el mercado primario sólo se podrán utilizar los mecanismos de comercialización señalados en los Artículo 22, Artículo 25, y Artículo 26 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, Artículo 25 y Artículo 26 de esta Resolución. En esas negociaciones participará como vendedor.

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

1. Los productores-comercializadores sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:
 - a) Cuando, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique, complemente o sustituya, 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.

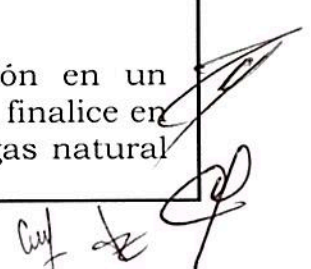


Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- 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, periodo 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 25 y el Artículo 26 de esta Resolución.
 - d) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra contra exportaciones, siempre que la cantidad a negociar no supere la cantidad vendida o por vender por el respectivo productor-comercializador con destino a exportaciones.
 - e) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.
2. Los comercializadores de gas importado sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:
- a) Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
 - b) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.

Parágrafo 1. Los contratos 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 2. 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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

Parágrafo 3. 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 26 de esta Resolución.

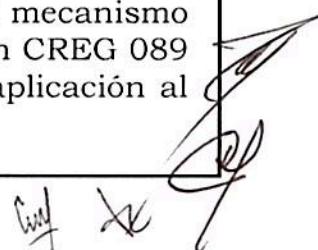
Artículo 23. Contratos objeto de las negociaciones directas en cualquier momento del año. En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el Artículo 22 de esta Resolución sólo se podrán pactar contratos de suministro a los que se hace referencia en los numerales 1, 2, 3, 7, y 8 del Artículo 9, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que éstas acuerden.

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

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

Dentro de los primeros diez (10) días hábiles de julio 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 media.

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 la Resolución CREG 089 de 2013. Cuando el balance muestre lo contrario, se deberá dar aplicación al



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

mecanismo de negociación mediante subasta establecido en el Artículo 27 de la Resolución CREG 089 de 2013.

Parágrafo 1. La aplicación de lo dispuesto en el presente artículo tendrá lugar hasta noviembre de 2016 únicamente. Lo anterior sin perjuicio de que los contratos celebrados bajo el esquema dispuesto en este Artículo que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución continúen rigiendo con las condiciones pactadas vigentes hasta su fecha de terminación.

Parágrafo 2. Los contratos de largo plazo celebrados bajo el esquema dispuesto en el presente artículo, cuya actualización de precios requiera de la aplicación de las ecuaciones establecidas en el numeral 1 del Anexo 4 y necesiten el promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes, de la fuente f , con duración de un (1) año, negociados para el año a_i , $\bar{P}_{CF_{f,1,a_i}}$, tomarán como precio de referencia el resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_{CF_{f,1,a_i}} = \frac{1}{2} \{P_A + P_B\}$$

La definición de las variables P_A y P_B de la anterior ecuación se establece en el numeral 4 del literal A del Artículo 26 de la presente Resolución.

Artículo 25. Negociación de contratos de largo plazo. En los casos no previstos en el Artículo 22 de esta Resolución, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán pactar directamente el suministro de gas natural, dentro del plazo que establezca la CREG, únicamente mediante contratos de suministro firme CF95 cuya duración sea de tres (3) o más años.

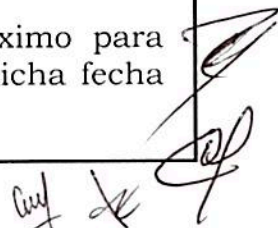
Dentro de los primeros diez (10) días hábiles de junio de cada año, la Dirección Ejecutiva de la CREG establecerá mediante circular el cronograma de toda la comercialización para el respectivo año.

El cronograma que se menciona en este Artículo 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 PTDFV u oferta de CIDVF, según sea el caso.

La oferta de PTDFV o la oferta de CIDVF deberá ser igual o inferior al valor vigente de la PTDV o CIDV, según corresponda, aprobado por el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento del Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

El gestor del mercado hará pública esta información con el fin de poder realizar las negociaciones directas de contratos CF95 de largo plazo, cuyas cantidades de energía negociadas no podrán ser superiores a las declaradas al gestor del mercado.

En el mencionado cronograma la CREG establecerá el plazo máximo para registrar ante el gestor del mercado los contratos suscritos hasta dicha fecha



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

como resultado de las negociaciones directas. Después de esta fecha no se podrán celebrar contratos bajo negociaciones directas.

En las negociaciones a las que se hace referencia en el presente Artículo sólo se podrán suscribir contratos de suministro firme CF95 de que trata el numeral 1 del Artículo 9, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución. Los contratos deberán tener como fecha de inicio del suministro alguna de las dos siguientes fechas: el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa o el 1 de diciembre del año siguiente al del año de la negociación. Como fecha de terminación del suministro deberá corresponder al 30 de noviembre del año que corresponda.

Artículo 26. Negociación de contratos de un año. En los casos no previstos en los Artículo 22 y Artículo 25 de esta Resolución, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán negociar contratos de suministro de gas natural con duración de un (1) año, sólo a través de los mecanismos establecidos en el presente artículo.

A. Reserva de cantidades a usuarios regulados

Lo dispuesto en el presente literal se llevará a cabo en los plazos que se establezcan en el cronograma mencionado en el Artículo 25.

1. Una vez surtidas las negociaciones de contratos de largo plazo de que trata el Artículo 25 y previo al desarrollo de las subastas de que trata el literal B de este Artículo, los comercializadores que atiendan usuarios regulados podrán solicitar una reserva de gas natural para la vigencia que inicia el 1 de diciembre del año en el que se comercializa el gas y termina el 30 de noviembre del año calendario siguiente.
2. El gas reservado será exclusivamente para la atención de usuarios regulados del comercializador que haya solicitado la reserva y sólo podrá reservarse hasta la diferencia entre la cantidad máxima diaria para atender los usuarios regulados y la cantidad total contratada a largo plazo, bajo modalidades de carácter firme, que esté vigente para atender usuarios regulados durante la vigencia entre el 1 de diciembre del año en el que se comercializa el gas y el 30 de noviembre del año calendario siguiente. La cantidad máxima diaria, para cada comercializador i , corresponderá a:

$$CMD_i = \sum_s Max(CET_s)$$

Donde:

CMD_i : Cantidad máxima diaria para el comercializador i para atender usuarios regulados, expresada en MBTUD.

$Max(CET_s)$: Cantidad máxima de energía tomada en el punto de salida s del SNT por el comercializador i durante el año calendario

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

inmediatamente anterior al año en el que se comercializa el gas, para ser entregada a demanda regulada, de acuerdo con la información reportada al gestor del mercado, en los términos del numeral i del literal c) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la presente Resolución.

s: Puntos de salida del SNT registrados en el sistema de información del gestor del mercado, en los cuales el comercializador *i* reportó información.

3. Los comercializadores que atienden a usuarios regulados y que deseen reservar deberán solicitar las cantidades requeridas al gestor del mercado, en MBTUD, e indicar el campo de suministro del cual requieren dichas cantidades.

El gestor, con base en la información reportada por los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17, de PTDFV y/o CIDVF y de los contratos suscritos en virtud de lo dispuesto en el Artículo 25, determinará las cantidades de PTDFV o CIDVF remanentes, es decir, la PTDFV o CIDVF después de restar las cantidades negociadas para tres (3) o más años, para cada vendedor y por cada campo.

Con base en lo anterior, el gestor del mercado definirá las cantidades a reservar por cada vendedor para cada campo, a prorrata de la de PTDFV o CIDVF remanente de cada vendedor.

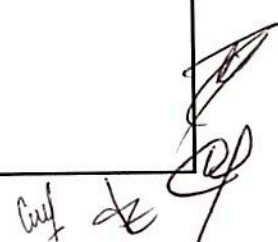
En caso de que la cantidad total solicitada supere la cantidad disponible en el campo, se reservará la cantidad máxima disponible a prorrata de las cantidades solicitadas por cada comercializador.

4. El gestor del mercado deberá aplicar la regla de minimización de contratos establecida en el numeral 5.11 del Anexo 5 de la presente Resolución para la asignación de contratos de atención exclusiva a usuarios regulados. Estos contratos se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución.
5. Los vendedores y los comercializadores del gas reservado para usuarios regulados suscribirán contratos de suministro firme CF95, en los términos del numeral 1 del Artículo 9, por las cantidades efectivamente reservadas, cuyo precio corresponderá a la definición de la siguiente ecuación:

$$P_{ResReg,f} = MIN\{P_A; P_B\}$$

$$P_A = \frac{p_{C1} + p_{C2} F_{C2} \left(\frac{CF_{95} - F_{C1}}{1 - F_{C2} * CF_{95}} \right)}{1 + F_{C2} \left(\frac{CF_{95} - F_{C1}}{1 - F_{C2} * CF_{95}} \right)}$$

Conf. de



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$$P_B = \frac{p_{C1}(F_{C1} + 1 - CF_{95}) + p_{C2} \left(\frac{CF_{95} - F_{C1}}{1 - F_{C2} * CF_{95}} \right)}{(F_{C1} + 1 - CF_{95}) + \left(\frac{CF_{95} - F_{C1}}{1 - F_{C2} * CF_{95}} \right)}$$

Donde:

- $P_{ResReg,f}$: Precio para los contratos de suministro firme CF95, celebrados entre los vendedores y comercializadores a usuarios regulados, correspondientes a cantidades reservadas, para un campo de suministro f , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- CF_{95} : Porcentaje del 95% sobre la cantidad máxima de los contratos de suministro firme CF95, según la definición del contrato.
- $P_{C1,f}$: Precio de cierre de la subasta de contratos de suministro C1, para el campo de referencia f , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- F_{C2} : Porcentaje sobre la cantidad máxima de los contratos de suministro C2 que corresponde a firme, según el literal C de este artículo.
- $P_{C2,f}$: Precio de cierre de la subasta de contratos de suministro C2, para el campo de referencia f , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- F_{C1} : Porcentaje sobre la cantidad máxima de los contratos de suministro C1 que corresponde a firme, según el literal C de este artículo.

En caso de que no se cuente para un campo f con precios de referencia de subasta de contrato C2, $P_{C2,f}$, deberá aplicarse en su lugar el promedio ponderado por cantidades de cierre de las subastas a nivel nacional para los contratos C2.

En caso de que no se cuente para un campo f con precios de referencia de subasta de contrato C1, $P_{C1,f}$, deberá aplicarse en su lugar el promedio ponderado por cantidades de cierre de las subastas a nivel nacional para los contratos C1.

En caso de que no se cuente para un campo f con precios de referencia de subasta de contrato C2, $P_{C2,f}$, ni precios de referencia de subasta de contrato C1, $P_{C1,f}$, deberá aplicarse en su lugar el promedio ponderado por cantidades de cierre de las subastas a nivel nacional para los contratos C2 y C1 respectivamente.

Cuf 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

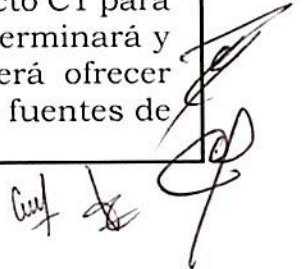
En caso de requerirse y que no se cuente con precios de referencia de subasta de contrato C1 o C2 a nivel nacional, deberá aplicarse en su lugar lo siguiente. Si en el campo de referencia la oferta superó la demanda, se tomará el precio de reserva declarado por el respectivo vendedor. Por otro lado, si la demanda superó la oferta, se tomará el precio de cierre de la subasta.

En caso de que el precio para los contratos de suministro firme CF95, correspondiente a cantidades reservadas para un campo de suministro f , esté por debajo del precio de reserva declarado por el vendedor para dicho campo o fuente de suministro f , se tomará como precio de venta en el contrato el precio de reserva del productor-comercializador o comercializador de gas importado.

6. Los vendedores y los comercializadores de usuarios regulados deberán suscribir y registrar los contratos ante el gestor del mercado, de acuerdo con lo estipulado en el presente literal, previo al desarrollo de las subastas establecidas en el literal B de este artículo. Para estos efectos los vendedores y compradores deberán acordar los mecanismos de cobertura para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos de reserva. En cualquier caso, el vendedor no podrá negarse a suscribir el contrato si el comprador presenta alguno de los tipos de garantías definidos en el numeral 2 de la Resolución CREG 065 de 2015, o aquellas que lo modifiquen, complementen o sustituyan, de acuerdo con el procedimiento que defina la CREG.

B. Procedimiento de subastas

1. Los vendedores de que trata el Artículo 17 de esta Resolución declararán al gestor del mercado las cantidades a ofrecer mediante modalidad contractual C1, para todos los campos y/o fuentes de suministro, las cuales deberán ser mayores o iguales al 25% de su PTDVF o CIDVF disponible para todo el año t una vez restadas las cantidades negociadas a largo plazo según el Artículo 25 de esta Resolución y las cantidades reservadas según lo dispuesto en el literal A del presente artículo. El gestor del mercado recibirá las declaraciones de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo 5 de esta Resolución.
2. El gestor del mercado llevará a cabo la subasta para la compraventa de contratos de suministro C1, en la fecha que se establezca a través del cronograma mencionado en el Artículo 25, en la cual podrán participar todos los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución. Una vez finalizada la subasta, el gestor del mercado publicará el precio de adjudicación del producto C1 para cada fuente de suministro.
3. Una vez llevada a cabo la subasta del numeral 2 del presente literal, el gestor del mercado publicará el precio de adjudicación del producto C1 para cada fuente de suministro. Asimismo, el gestor del mercado determinará y publicará las cantidades de energía que cada vendedor deberá ofrecer mediante modalidad contractual C2, para todos los campos y/o fuentes de



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

suministro, teniendo en cuenta lo señalado en el Artículo 27 de la presente Resolución y los términos del Anexo 5 de esta Resolución.

4. El gestor del mercado llevará a cabo la subasta para la compraventa de contratos de suministro C2, en la fecha que se establezca a través del cronograma mencionado en el Artículo 25. En dicha subasta podrán participar los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución con excepción de los agentes térmicos. Una vez finalizada la subasta, el gestor del mercado publicará el precio de adjudicación del producto C2 para cada fuente de suministro.
5. Las negociaciones mediante las subastas se regirán por el reglamento establecido en el Anexo 5 de esta Resolución. Los contratos resultantes de tendrán vigencia entre el 1 de diciembre del año en el que se realizan las subastas y el 30 de noviembre del año calendario siguiente. Estos contratos se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución.

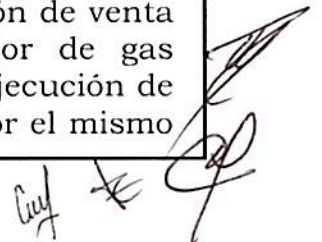
C. Condiciones de los productos

1. Las cantidades de energía pactadas en los contratos de suministro C1 son firmes y se compondrán de un 30% fijo y una parte variable por el 70% restante. El suministro de la parte fija al igual que la parte variable que se ejecute deberá pagarse al precio de cierre de la subasta, P_{C1} .

En condiciones normales de abastecimiento, es decir que no se haya declarado un racionamiento programado de gas natural por parte del Ministerio de Minas y Energía, las cantidades asociadas a la opción de compra se podrán ejercer únicamente para su consumo y no para reventa. Los titulares de los derechos de suministro de estos contratos sólo podrán vender contratos de suministro en el mercado secundario o en contratos con interrupciones por una cantidad menor o igual al componente fijo. El despacho de dichos contratos del mercado secundario o con interrupciones estará sujeto a que el titular de los derechos de suministro de los contratos de suministro C1 no ejerza su opción de solicitar más del 30% de su cantidad de energía contratada.

En caso de que se declare un evento de racionamiento programado en el mercado nacional, según se contempla en el Decreto 880 de 2007 compilado por el Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan, y sólo mientras dure dicho evento, el total de las cantidades nominadas cada día correspondiente a contratos de suministro C1 podrán ser comercializadas en el mercado secundario según lo dispuesto en el Título IV de la presente Resolución.

2. Las cantidades de energía pactadas en los contratos de suministro C2 se compondrán de un firme 75% fijo y el 25% restante como opción de venta por parte del productor-comercializador o el comercializador de gas importado. La entrega del 25% sólo se podrá restringir por la ejecución de las partes variables de contratos de suministro C1 vendidas por el mismo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

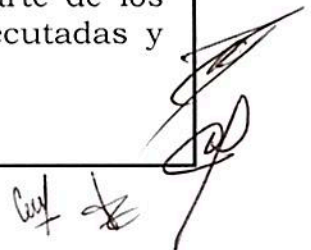
productor-comercializador o el comercializador de gas importado. Esta restricción deberá ser por la cantidad mínima necesaria para cumplir las obligaciones de la parte variable de los contratos C1 que se hayan ejecutado y sólo en casos en que el vendedor no cuente con gas en firme disponible para cumplir con sus obligaciones de contratos C1.

En tal evento el productor-comercializador o el comercializador de gas importado restringirá el suministro a los contratos de suministro C2 en un mismo porcentaje para todos y cada uno de los contratos de suministro C2 que él haya suscrito.

3. Ejecución de contratos

- a) A más tardar a las 13:45 horas del día de gas, los titulares de los derechos de suministro de contratos C1 declararán a su vendedor las cantidades de la parte variable que desean tener disponible para el día D+1. Dicha declaración corresponderá a las cantidades preliminares que desea ejecutar de sus contratos y que para efectos comerciales serían las cantidades a facturar adicionales a la parte fija de estos contratos.
- b) A más tardar a las 14:15 horas del día de gas, cada vendedor de contratos de suministro C1 y/o C2 deberá informar a sus compradores, de acuerdo con la declaración de ejecución de la parte variable de sus contratos C1 de que trata el literal a) anterior, las cantidades preliminares asignadas comercialmente a cada comprador y que estarían disponibles para nominar en cada uno de los contratos C1 y C2 para el día D+1.
- c) Teniendo en cuenta la información suministrada por los vendedores de las cantidades preliminares disponibles para el día D+1, los titulares de derechos de suministro de contratos C1 que sean a su vez titulares de contratos C2, podrán modificar su solicitud de ejecución de la parte variable de contratos C1 declarando la nueva cantidad a su vendedor, que sólo podrá ser mayor a la cantidad preliminar declarada, a más tardar a las 14:45 horas del día de gas.
- d) A partir de la información declarada en el literal c) anterior, los vendedores de contratos de suministro C1 y C2 calcularán las cantidades disponibles para entregar el día D+1 de los contratos C2 e informarán a las contrapartes la ejecución definitiva de los contratos C1 así como las cantidades definitivas disponibles para entrega r el día D+1 de contratos C2 a más tardar a las 15:15 del día de gas.

Las cantidades definitivas de que trata el literal d) anterior serán las cantidades a tener en cuenta para efectos de facturación por parte del vendedor y no podrán ser modificadas. La nominación por parte de los compradores deberá enmarcarse dentro de las cantidades ejecutadas y disponibles.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Parágrafo. Para efectos de cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique o sustituya, los contratos de suministro C2 se contarán como contratos que garantizan firmeza en las cantidades correspondientes a las contratadas multiplicadas por el porcentaje de firmeza mínima que calcule el administrador de las subastas de acuerdo con lo estipulado en el numeral 6.4 del Anexo 5 de la presente Resolución, según corresponda.

Artículo 27. Cantidades disponibles en el mercado. 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. Lo anterior dentro de los plazos establecidos en el cronograma citado en el Artículo 25.

Las cantidades de energía a ofrecer mediante contratos de suministro C2 en los procesos de comercialización de que trata el numeral 4 del literal B del Artículo 26 deberán definirse según la siguiente ecuación:

$$QD_{C2,s} = \text{MIN} \left[\frac{ODVF_s - CFLP_s - ResReg_s - QV_{C1,s}}{F_{C2}}; ODVF_s - CFLP_s - ResReg_s - F_{C1} \cdot QV_{C1,s} \right]$$

donde

$QD_{C2,s}$: Cantidad disponible para la venta mediante subasta de contratos de suministro firme C2, para el vendedor s , expresada en MBTUD.

$ODVF_s$: Oferta disponible para todo el año de gas la venta en firme expresada en MBTUD, para cada vendedor s . Corresponde a la PTDVF en el caso de los productores-comercializadores y a la CIDVF en el caso de los comercializadores de gas natural importado.

$CFLP_s$: Cantidad negociada mediante contratos firmes de largo plazo, por el vendedor s , mediante el proceso de comercialización establecido en el Artículo 25 de esta resolución, expresada en MBTUD.

$ResReg_s$: Cantidades reservadas para usuarios regulados según se establece en el literal A del Artículo 26, por el vendedor s , expresada en MBTUD.

$QV_{C1,s}$: Cantidades del contrato C1 vendidas mediante la subasta de que trata el numeral 2 del literal B del Artículo 26 por parte del vendedor s , expresada en MBTUD.

F_{C2} : Según definición establecida en el Artículo 26.

F_{C1} : Según definición establecida en el Artículo 26.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Parágrafo 1. La oferta de PTDVF o la oferta de CIDVF, según corresponda, no deberá contener oferta comprometida firme, *OCF*. En el Anexo 10 de esta Resolución se establece la forma de cálculo de la oferta comprometida firme, *OCF*.

Parágrafo 2. En todo caso, las cantidades negociadas a través de los mecanismos establecidos en el Artículo 25 y el Artículo 26 deberán cumplir las siguientes desigualdades:

$$F_{C2} \cdot QV_{C2,s} + QV_{C1,s} \leq ODVF_s - CFLP_s - ResReg_s$$

$$QV_{C2,s} + F_{C1} \cdot QV_{C1,s} \leq ODVF_s - CFLP_s - ResReg_s$$

Donde

$QV_{C1,s}$, $ODVF_s$, $CFLP_s$, $ResReg_s$ corresponden a lo definido en este artículo, y,

F_{C2} : Según definición establecida en el Artículo 26.

$QV_{C2,s}$: Cantidades del contrato C2 vendidas mediante la subasta de que trata el numeral 4 del literal B del Artículo 26, por parte del vendedor *s*, expresada en MBTUD.

F_{C1} : Según definición establecida en el Artículo 26.

$QV_{C1,s}$: Cantidades del contrato C1 vendidas mediante la subasta de que trata el numeral 2 del literal B del Artículo 26, por parte del vendedor *s*, expresada en MBTUD.

Artículo 28. 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 de contratos de largo plazo 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 de contratos de un año a que se hace referencia en el literal A del Artículo 26 de esta Resolución el precio será el definido en el numeral 5 del citado literal.
4. En el caso de las negociaciones de contratos de un año a que se hace referencia en el literal B Artículo 26 de esta Resolución el precio será el de cierre de la subasta para el respectivo producto.

Parágrafo 1. Las partes de los contratos que resulten de las negociaciones a las que se hace referencia en los numerales 2, 3 y 4 de este artículo no podrán

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 29. 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 1. 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.

Parágrafo 2. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el 30 de noviembre del año que éstas acuerden. Asimismo, estos contratos se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I y II del título III de la presente Resolución.

Título IV

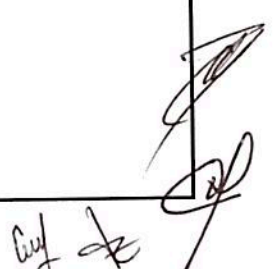
Aspectos comerciales del mercado secundario

Capítulo I

Modalidades y requisitos mínimos de contratos de suministro y de transporte

Artículo 30. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado secundario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

5. Contrato de opción de compra de transporte.
6. Contrato de suministro de contingencia.
7. Contrato de transporte de contingencia.
8. 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, 31 y 32 de esta Resolución.

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

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

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

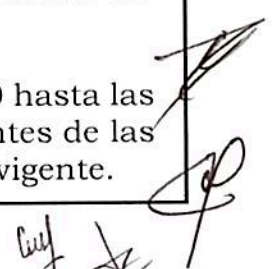
Parágrafo 4. En las negociaciones de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según corresponda, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador.

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

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

Artículo 31. Duración de los contratos. Los contratos que se pacten en el mercado secundario sólo podrán tener una de las siguientes duraciones:

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



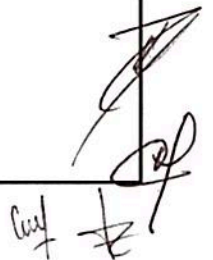
Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 32. 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.



Handwritten signature and initials in the bottom right corner of the page.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

5. Punto de entrada al SNT en Gibraltar.
6. Punto de entrada al SNT en Jobo.
7. Punto de entrada al SNT en Caramelo.
8. Punto de entrada al SNT en Corrales.
9. Punto de entrada al SNT en Tucurinca.
10. Punto de entrada al SNT en Bullerengue.
11. Punto de entrada al SNT en Hocol.
12. Punto de entrada del SNT en Serafín.
13. Punto de entrada al SNT en Vasconia.
14. Punto de entrada al SNT en Mariquita.
15. Punto de entrada al SNT en Sebastopol.
16. Punto de entrada al SNT en Mamonal.

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 44 y 45 de esta Resolución.

Parágrafo 3. La CREG podrá modificar los puntos estándar de entrega cuando lo considere pertinente. Dichos puntos de entrega deben corresponder a: i) un punto de transferencia de custodia entre el productor-comercializador, o el comercializador de gas importado, y el transportador cuando se trate de puntos de entrada al sistema de transporte; ii) un punto de transferencia de custodia entre el transportador y el vendedor del mercado secundario cuando se trate de puntos de salida del sistema de transporte; iii) un punto de transferencia entre transportadores; o iv) un punto de inicio o terminación del servicio de transporte.

Parágrafo 4 La transferencia de propiedad del gas entre el vendedor y el comprador del mercado secundario deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en el presente artículo.

Parágrafo 5. En caso de que el gas no sea inyectado al SNT, se deberá reportar como punto estándar de entrega el código de la División Político-administrativa -Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística -DANE del centro poblado en el que el vendedor entregue el gas; si

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

el vendedor entrega el gas en boca de pozo el punto estándar de entrega será el campo.

Capítulo II Participantes en el mercado secundario

Artículo 33. 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 34. 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 35. 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 50 de la presente Resolución.

Artículo 36. Compradores de capacidad de transporte. Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado secundario. Para la compra de capacidad de transporte estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidas en el capítulo III del título IV y en el Artículo 50 de la presente Resolución.

Capítulo III Comercialización de gas natural y de capacidad de transporte

Artículo 37. 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 33 y 34 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones sólo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución. Las partes acordarán libremente el precio del gas natural que se comercialice mediante estas negociaciones directas.


Cuy

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Los mencionados vendedores y compradores, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de esta Resolución, podrán realizar negociaciones de compraventa de gas natural en el mercado secundario de acuerdo con lo señalado en el Artículo 40 de esta Resolución.

Artículo 38. 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 35 y 36 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte de gas natural en el mercado secundario. En estas negociaciones sólo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución. Las partes acordarán libremente el precio de la capacidad de transporte que se comercialice mediante estas negociaciones directas.

Los mencionados vendedores y compradores, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de esta Resolución, podrán realizar negociaciones de compraventa de capacidad de transporte en el mercado secundario de acuerdo con lo señalado en el Artículo 40 de esta Resolución.

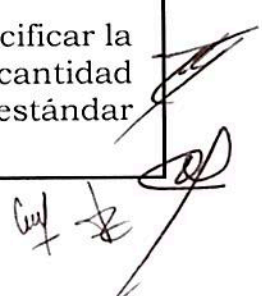
Parágrafo. Las negociaciones de compraventa de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario y que ocasionen desvíos dentro de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario no darán lugar al cobro de cargos adicionales por el servicio de transporte.

Artículo 39. Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo. Los participantes del mercado, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de esta Resolución, se acogerán a los mecanismos y procedimientos de negociación de los procesos úselo o véndalo detallados en los Artículos 43, 44 y 45 de la presente Resolución.

Capítulo IV Negociaciones a través del BEC

Artículo 40. 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 42 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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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 42 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 41. 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 42. Registro en el BEC. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33, 34, 35 y 36 de esta Resolución podrán registrarse en el BEC para tener acceso a información sobre ofertas de venta y solicitudes de compra en el mercado secundario. El registro en el BEC no conllevará el pago de cargos adicionales y se realizará ante el gestor del mercado, a través del medio electrónico y los formatos que éste defina.

La información que el gestor del mercado solicite a través de los formatos de registro en el BEC por lo menos le deberá permitir identificar si el participante del mercado que desea registrarse corresponde a uno de los vendedores o compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33, 34, 35 y 36 de esta Resolución, y si quien adelanta el trámite está facultado para representar a dicho vendedor o comprador.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

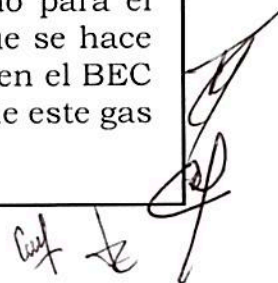
Capítulo V **Procesos úselo o véndalo**

Artículo 43. 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 registrará por el reglamento establecido en el Anexo 6 de esta Resolución.
3. Productos de las subastas. En cada subasta se negociará la capacidad de transporte excedentaria por ruta bajo la modalidad de contrato firme de duración anual. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar.
4. Precio de cierre de las subastas. La capacidad excedentaria que se negocie mediante cada subasta tendrá el precio de cierre de la subasta, el cual estará expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
5. Obligaciones de pago. Los compradores le pagarán a los vendedores el valor que resulte de multiplicar el precio de cierre de la subasta, la capacidad adjudicada y el número de días del período de facturación correspondiente.
6. Coordinación operativa. Los vendedores y los compradores coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.

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

Artículo 44. Proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. El gas natural que haya sido contratado en firme 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 34 de esta Resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de la misma. Para la negociación de este gas se seguirá este procedimiento:



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

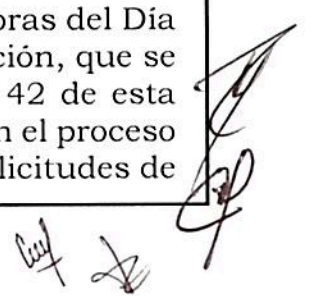
1. Declaración de las cantidades disponibles. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1, los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado declararán los titulares de los derechos de suministro del gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF95 (en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, de suministro C1 (en su componente fijo firme) y de suministro C2 (en su componente fijo más el gas disponible para contratos C2) que no haya sido nominado para el siguiente día de gas, las respectivas cantidades de gas no nominado y los correspondientes puntos de entrega de dicho gas pactados en los contratos. Se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.

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

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

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

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las cantidades de gas disponibles de que trata el numeral anterior será el precio de reserva que declaren los titulares de las cantidades de gas natural disponibles conforme a lo establecido en el numeral 5.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.
3. Publicación de la cantidad disponible. A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1, el gestor del mercado publicará la cantidad total de gas disponible en cada punto de entrega.
4. Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de que trata el Artículo 34 de esta Resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

programa definitivo de suministro de gas que el productor-comercializador y/o el comercializador de gas importado debe elaborar y enviar al responsable de la nominación de gas y al gestor del mercado a más tardar a las 19:50 horas.

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

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

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

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

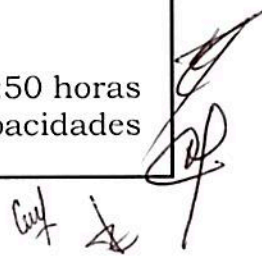
Parágrafo 3. El comprador de corto plazo será responsable de pagar al vendedor de corto plazo las compensaciones que ocasione por variaciones de salida.

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

Parágrafo 5. La CREG analizará la viabilidad y conveniencia de remplazar los procesos definidos en este artículo y en el Artículo 45 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 45. 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 36 de esta Resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 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



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

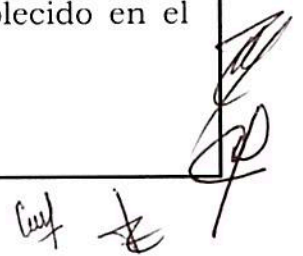
de transporte de gas natural contratadas, bajo las modalidades de contratos firmes y contratos de transporte con firmeza condicionada, que no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas, las respectivas capacidades no nominadas y las correspondientes rutas disponibles, entendidas como el conjunto de tramos de gasoductos para los cuales no se haya presentado nominación. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 6.4 del Anexo 8 de la presente Resolución.

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

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

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

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las capacidades disponibles de que trata el numeral anterior será el precio de reserva que calcula el administrador de las subastas con base en los contratos 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 36 de esta Resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 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.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

Cuf 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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

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

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

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

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

Parágrafo 5. La CREG analizará la viabilidad y conveniencia de remplazar los procesos definidos en este artículo y en el Artículo 44 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 46. 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 47. Servicios del promotor de mercado. En caso de que la CREG decida adoptar la figura del promotor de mercado éste prestará los siguientes servicios:

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

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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.

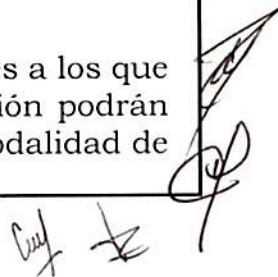
2. Si uno de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 34 de esta Resolución, que esté registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de la misma, acepta parcial o totalmente la oferta del promotor de mercado, éste publicará una nueva oferta en el BEC, de forma que mantenga su disposición a vender. Así mismo, si uno de los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 33 de esta Resolución, que esté registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 42 de la misma, le presenta una oferta al promotor de mercado, éste la aceptará e inmediatamente publicará en el BEC una nueva solicitud de compra, de forma que mantenga su disposición a comprar.
3. Con el fin de que el promotor de mercado pueda gestionar sus necesidades de suministro, la CREG establecerá un límite diario de la cantidad neta a negociar, de forma que la cantidad vendida menos la comprada no supere dicho límite.
4. El promotor de mercado sólo podrá condicionar la aceptación de una solicitud de compra o de una oferta, a los límites de cantidades y precios a los que se refieren los numerales 1 y 3 de este artículo.

Artículo 48. 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 49. Negociación de contratos de suministro con interrupciones. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17, 33, 18 y 34 de esta Resolución sólo podrán negociar la compraventa de gas natural mediante la modalidad de contratos con interrupciones a través de subastas mensuales. Estas subastas se realizarán el penúltimo día hábil de cada mes para cada campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, y se regirán por el reglamento establecido en el Anexo 9 de esta Resolución.

Parágrafo 1. De manera transitoria, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17, 33, 18 y 34 de esta Resolución podrán negociar directamente la compraventa de gas natural mediante la modalidad de



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

contratos con interrupciones con una vigencia no mayor al último día del mes en que inicie el período de vigencia de la obligación de prestación de los servicios a cargo del gestor del mercado.

Parágrafo 2. De conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique complemente o sustituya, 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 50. Negociación de contratos de transporte con interrupciones. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 19, 35, 20 y 36 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.

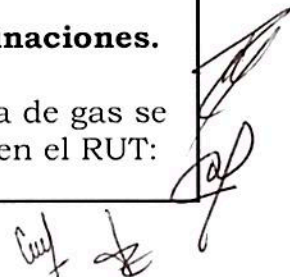
Artículo 51. Contratos con interrupciones. Los contratos de suministro con interrupciones y los contratos de transporte con interrupciones que resulten de aplicar los mecanismos de comercialización establecidos en los Artículos 49 y 50 de esta Resolución deberán tener duración mensual, con vigencia desde 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 52. Consideraciones operativas relacionadas con renominaciones.

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:



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- a) Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado sólo podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. Como excepción podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este numeral.
 - b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de gas. En este caso los responsables de la nominación de gas deberán solicitar la renominación e informar a los productores-comercializadores o a los comercializadores de gas importado que la renominación la hacen a nombre del comprador de corto plazo.
2. En relación con las renominaciones de transporte durante el día de gas se seguirán las siguientes reglas, además de aquellas establecidas en el RUT:
- a) Los transportadores sólo podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. Como excepción podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este numeral.
 - 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.
3. El transportador, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado podrán aceptar, en un tiempo inferior a seis (6) horas, las renominaciones que presenten los generadores térmicos originadas por requerimientos del Centro Nacional de Despacho para cumplir redespachos o autorizaciones en el sector eléctrico. En todo caso estas aceptaciones deberán acogerse a lo establecido en los numerales 1 y 2 del presente artículo.

El transportador, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado sólo podrán negar la aceptación de renominaciones si existen limitaciones técnicas o de capacidad en el SNT o en la infraestructura de suministro de gas. Así mismo, estos participantes del mercado deberán conservar los soportes que evidencien la limitación técnica o de capacidad que no permitió aceptar la renominación, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten.

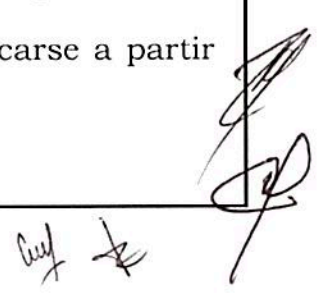
Cuef



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Artículo 53. Variaciones de salida. Cuando, durante el día de gas, se presente un incumplimiento por parte del transportador a uno o más remitentes y este sea causado por variaciones de salida negativas causadas por otros remitentes, se aplicará el siguiente procedimiento.

1. El transportador identificará a los remitentes a los que les incumplió debido a variaciones de salida negativas causadas por otros remitentes. El incumplimiento se entenderá, para estos efectos, como la interrupción total del flujo de gas a uno o más remitentes en el punto de terminación del servicio por parte del transportador. El transportador deberá relacionar estos remitentes a una agrupación de gasoductos, la cual estará definida según lo establecido en el Anexo 11 de la presente Resolución.
2. El transportador deberá identificar los remitentes que contribuyeron al incumplimiento, los cuales serán todos aquellos que estén conectados a la misma agrupación de gasoductos y que incurrieron en una variación de salida neta negativa definida así:
 - a. Para aquellos remitentes cuya medición de variación de salida es horaria, la variación de salida neta será determinada desde las 00:00 horas del día D-2 hasta la hora del día de gas en que se presenta el incumplimiento.
 - b. Para aquellos remitentes cuya medición de variación de salida es diaria, la variación de salida neta será determinada desde las 00:00 horas del día D-2 hasta las 24:00 horas del día de gas en que se presenta el incumplimiento.
3. El valor total de la compensación será asumido por todos los remitentes que tengan variaciones de salidas netas negativas, determinadas según el numeral 2 del presente artículo, en la agrupación de gasoductos donde se encuentre(n) el(los) remitente(s) a quien(es) se le(s) incumplió. El valor de la compensación se determinará de acuerdo con lo establecido en los numerales 3 ó 4 del Anexo 3 de esta Resolución, según corresponda, y será distribuido entre los remitentes a prorrata de la cantidad de energía de las variaciones de salida netas negativas causadas por cada uno de esos remitentes.
4. El transportador cobrará a todos los remitentes el valor correspondiente de la(s) compensación(es) como un mayor valor para todos los remitentes con variaciones salida netas negativas, y como un menor valor para todos los remitentes a quien(es) le(s) incumplió por cuenta de variaciones de salida negativas, y conciliará y pagará con los remitentes dentro de los cuarenta días calendario siguientes al día de gas en que ocurrió el incumplimiento.
5. El procedimiento descrito en este Artículo comenzará a aplicarse a partir del 1 de septiembre de 2015.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Parágrafo 1. A más tardar el 31 de julio de 2015 el CNOG deberá establecer la metodología que permita definir las agrupaciones de gasoductos, puntos de referencia y rangos de presión a los que se hace referencia en el Anexo 11 de la presente Resolución y adicionalmente deberá someter a consideración de la CREG el protocolo de que trata el numeral 1 del Anexo 11 de la presente Resolución.

Parágrafo 2. Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 5 del Anexo 3 de esta Resolución. Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede recibir esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del -5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. Adicionalmente, el transportador le cobrará al remitente el valor estipulado en el numeral 6 del Anexo 3 de la presente Resolución por concepto del servicio de transporte del gas adicional extraído del sistema correspondiente a desbalances negativos de cualquier magnitud.

En la liquidación del balance al final del período mensual el transportador deberá tener en cuenta las cantidades que el remitente entregó o debió pagar en cumplimiento de lo establecido en el presente parágrafo.

Parágrafo 3. Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente únicamente podrá nominar a la entrada, para el día D+1, hasta un máximo dado por la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede autorizar la entrega de esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del 5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. Esta cantidad total de energía acumulada del desbalance no hará parte de las capacidades disponibles que debe declarar el transportador al gestor del mercado en virtud de lo establecido en el numeral 1 del Artículo 45 de la presente Resolución.

Parágrafo 4. Lo establecido en este artículo empezará a regir el 1 de julio de 2015. Hasta ese momento se dará aplicación a lo pactado por los remitentes y los transportadores sobre la materia.

Parágrafo 5. Cuando en una estación reguladora de puerta de ciudad o puerta de ciudad la medición de cantidades es común a varios remitentes, dentro de un

Cuf 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

sistema de distribución y ocurre un incumplimiento del transportador por causa de variaciones de salida, estos remitentes sólo pagarán compensación si la suma de las variaciones netas de todos los remitentes en la estación reguladora de puerta de ciudad o puerta de ciudad, determinadas desde las 00:00 horas del día D-2 hasta las 24:00 horas del día de gas en que se presenta el incumplimiento, es negativa. En resolución aparte se establecerán los mecanismos para la asignación de compensaciones por variaciones de salida.

Parágrafo 6. El transportador y el remitente definirán la cantidad de energía acumulada al 30 de junio de 2015 por concepto de desbalances acumulados, tanto positivos como negativos. El transportador y el remitente dispondrán hasta el fin de la vigencia de los contratos para acordar la forma de liquidar y ajustar el desbalance a esta fecha y llevarlo a cero. A partir del 1 de julio de 2015 comenzará una nueva cuenta de balance entre el transportador y remitente para los propósitos establecidos en los parágrafos Parágrafo 2 y Parágrafo 3 del presente artículo.

Parágrafo 7. Cuando se presenten variaciones de salida negativas durante un día de gas causadas por un generador térmico, habrá lugar al pago, por parte del generador térmico, de la compensación a la que se hace referencia en este artículo, exceptuando aquellos eventos en que se presenten las siguientes condiciones: i) que el generador térmico haya presentado, a través de las herramientas previstas para ello, la renominación de cierta cantidad de energía para cumplir un requerimiento del Centro Nacional de Despacho originado en un redespacho o una autorización en el sector eléctrico; ii) que la renominación de esa cantidad de energía haya sido autorizada por el transportador; y iii) que dentro de las 48 horas siguientes al redespacho o autorización el generador térmico haya entregado al transportador los soportes del redespacho o autorización expedidos por el Centro Nacional de Despacho.

Parágrafo 8. A más tardar el 30 de septiembre de 2015, el CNO del sector eléctrico y el CNOG presentarán a la CREG un protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural.

Parágrafo 9. Cuando en un punto de salida que no corresponda a un sistema de distribución, la medición de cantidades de energía sea común a varios remitentes, estos deberán firmar un acuerdo de asignación de la medición en el que se defina el responsable de la cuenta de balance y de las variaciones en el punto de salida. En este caso el transportador estará obligado a aceptar las nominaciones de gas únicamente cuando exista el acuerdo.

Parágrafo 10. Aquellos remitentes conectados a un punto de salida cuyo consumo agregado sea menor a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD) no estarán sujetos a las disposiciones de éste artículo. Adicionalmente, para todos aquellos puntos de salida que correspondan a unidades constructivas de puertas de ciudad que no dispongan de telemetría al 1 de julio de 2015 no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente artículo. En aquellos puntos de salida que no dispongan de telemetría y en los cuales el

Caf 1



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

transportador es el responsable de su disposición según el artículo 34 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, los remitentes conectados a esos puntos no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente Artículo.

Parágrafo 11. Para facilitar el ajuste de desbalances diarios, el transportador deberá publicar en el BEO los nombres de los remitentes con desbalances mayores al 5% o menores al -5% al término del día de gas sin identificar la cantidad del desbalance de cada uno de ellos. Esta información deberá ser publicada únicamente para sus remitentes. El transportador deberá publicar en el BEO las cantidades de desbalances acumuladas al final del día de gas por tramos o grupos de gasoductos definidos para propósitos tarifarios.

Parágrafo 12. Toda la información relacionada con desbalances, variaciones de salida y compensaciones de que trata la presente resolución se deberá conservar por el tiempo de acuerdo con lo que sobre cada caso en particular sea determinado por la normativa colombiana.

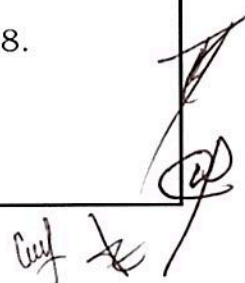
Título VII Modificaciones y derogatorias

Artículo 54. 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 55. 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.



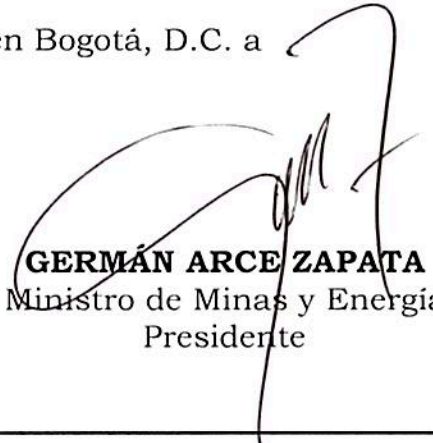
Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

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. Resolución CREG 089 de 2013 y sus modificaciones.
20. Las demás disposiciones que le sean contrarias.

Artículo 56. 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


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 1 Capacidad disponible primaria

Para calcular la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, CDP_0 , de que trata el Artículo 4 de la presente Resolución, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, se utilizará la siguiente ecuación:

$$CDP_0 = CMMP - \sum_{C=C_1}^{C_n} \left[\text{Máx} \left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C,i}; \sum_{j=1}^b COCT_{C,j} \right) \right] - \sum_{k=1}^c CF_k - \sum_{l=1}^d CTC_l$$

Donde:

CDP_0 : Capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual. Este valor se expresará en KPCD.

$CMMP$: Capacidad máxima de mediano plazo establecida en las resoluciones de cargos de transporte aprobados por la CREG. Este valor se expresará en KPCD.

$CFCT_{C,i}$: Capacidad contratada a través del contrato de transporte con firmeza condicionada i que tiene la condición de no entrega C . Este valor se expresará en KPCD.

$COCT_{C,j}$: Capacidad contratada a través del contrato de opción de compra de transporte j que tiene la condición de entrega C . Este valor se expresará en KPCD.

C_n : Condición de no entrega para los contratos de transporte con firmeza condicionada y de entrega para los contratos de opción de compra de transporte, siendo n el número total de condiciones pactadas en los diferentes contratos.

a : Número de contratos de transporte con firmeza condicionada vigentes asociados a la condición C .

b : Número de contratos de opción de compra de transporte vigentes asociados a la condición C .

CF_k : Capacidad contratada a través del contrato firme de transporte k . Este valor se expresará en KPCD.

c : Número de contratos firmes vigentes.

CTC_l : Capacidad contratada a través del contrato de transporte de contingencia l . Este valor se expresará en KPCD.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

d: Número de contratos de transporte de contingencia vigentes.

Para calcular 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 , de que trata el Artículo 4 de la presente Resolución, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, se utilizarán las expresiones establecidas en la siguiente Tabla.

Tabla. Capacidad disponible primaria, CDP_1

Condición	$CDP_{1,CFCT_c}$	$CDP_{1,COCT_c}$
C_1	$Máx \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_1,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_1,i} \right); 0 \right]$	$Máx \left[\left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C_1,i} - \sum_{j=1}^b OCT_{C_1,j} \right); 0 \right]$
C_2	$Máx \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_2,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_2,i} \right); 0 \right]$	$Máx \left[\left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C_2,i} - \sum_{j=1}^b OCT_{C_2,j} \right); 0 \right]$
...
C_n	$Máx \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_n,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_n,i} \right); 0 \right]$	$Máx \left[\left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C_n,i} - \sum_{j=1}^b OCT_{C_n,j} \right); 0 \right]$

Donde:

$CDP_{1,CFCT_c}$: Capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos de transporte con firmeza condicionada, asociada a la condición C. Este valor se expresará en KPCD.

$CDP_{1,COCT_c}$: Capacidad disponible primaria para contratar a través de contratos de opción de compra de transporte, asociada a la condición C. Este valor se expresará en KPCD.


GERMÁN ARCE ZAPATA
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
 Director Ejecutivo

Cud

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 2
Información transaccional y operativa

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 2 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado recopilará, verificará, publicará y conservará la información que se detalla a continuación. La declaración de la información señalada en este anexo se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

1. Información transaccional del mercado primario

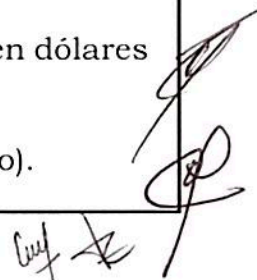
1.1. Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el mercado primario

a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado primario.

Los vendedores y los compradores de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado primario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 9 de esta Resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta Resolución, se deberá declarar la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo.
- v. Punto de entrega de la energía al comprador. 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.
- vi. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vii. Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- viii. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año).



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- ix. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año).
- x. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada 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 información 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.

1.2. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado primario

- a) Información a recopilar de los contratos

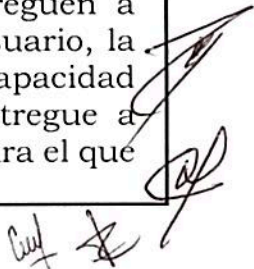
El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de transporte de gas natural que se suscriban en el mercado primario.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 19 y 20 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de transporte de gas natural que suscriban en el mercado primario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 9 de esta Resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta Resolución, se deberá declarar la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo.
- v. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios.
- vi. Sentido contratado para el flujo del gas natural.
- vii. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos.
- viii. Presión pactada en el contrato para el punto de terminación del servicio, expresada en *psig*.
- ix. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
- x. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año).
- xi. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año).
- xii. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 19 y 20 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de transporte de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 19 y 20 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada 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 información 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.

b) Otra información a recopilar

El gestor del mercado también será responsable de recopilar la siguiente información, la cual le deberá ser declarada mensualmente por los transportadores o cada vez que sufra una modificación:

- i. Perfil de la capacidad firme para el período de los contratos vigentes, expresada en KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- ii. Perfil de la capacidad disponible primaria para el mismo período del numeral anterior, expresada en KPCD, para cada uno de los tramos o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- iii. La demás información que determine la CREG.

1.3. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado primario



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

a) Verificación

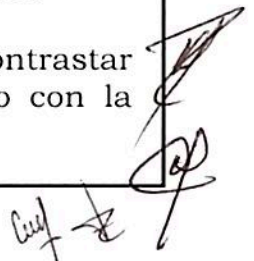
El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado primario. En particular, verificará que:

- i. La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.1 de este Anexo.
- ii. La información declarada por cada vendedor en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.2 de este Anexo coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1.2 de este Anexo.
- iii. La suma de la capacidad firme más la capacidad disponible primaria para contratar a través de cualquier modalidad contractual, CDP_0 , sea igual a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el párrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.
- iv. La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales sea igual o inferior a la CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el párrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales i y ii anteriores, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, dentro de las 24 horas siguientes al recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar 24 horas después del recibo de la solicitud de verificación. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales iii y iv anteriores, el gestor del mercado deberá informarle esta situación al transportador y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

b) Registro de contratos

El registro de los contratos del mercado primario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado primario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en el literal a) de este numeral. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado.

Para el caso de los contratos que se suscriban con posterioridad a la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en literal a) del numeral 1.1 y en el literal a) del numeral 1.2 de este Anexo se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato. El gestor del mercado dispondrá de hasta tres (3) días hábiles, contados a partir del recibo de la última de las declaraciones presentadas por las partes de cada contrato, para verificar la información, registrar el contrato cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados.

Para el caso de los contratos suscritos en el mercado primario antes de la fecha mencionada en el primer inciso de este literal, la declaración de la información señalada en el literal a) del numeral 1.1 y en el literal a) del numeral 1.2 de este Anexo se deberá realizar dentro del mes siguiente a dicha fecha. El gestor del mercado dispondrá de dos (2) meses, contados a partir de la fecha establecida en el primer inciso de este literal para verificar la información recibida oportunamente, registrar los contratos cuando proceda y actualizar la lista de contratos registrados. Una vez transcurridos los dos (2) meses aquí señalados no se podrán aceptar nominaciones ni realizar entregas de gas natural correspondientes a los contratos vigentes que no estén debidamente registrados.

Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado no podrán aceptar las nominaciones ni podrán entregar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado. Así mismo, los transportadores no podrán aceptar las nominaciones ni podrán transportar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el gestor del mercado.

Para facilitar el cumplimiento de esta medida el gestor del mercado, a través del BEC, pondrá a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC, la lista de sus contratos debidamente registrados.

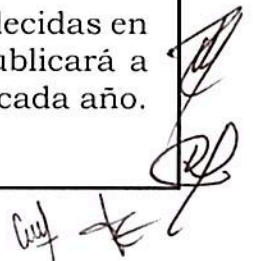
c) Publicación



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

El gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad indicada:

- i. La cantidad total de energía negociada mediante cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega. Esta información se actualizará cada vez que cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el Artículo 9 de esta Resolución.
- ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se negoció cada modalidad de contrato de suministro, en cada punto de entrega. Esta información se actualizará cuando cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el Artículo 9 de esta Resolución; o se actualice el precio pactado en los contratos como consecuencia de la actualización de precios a que se refiere el Artículo 16 de la presente Resolución.
- iii. El precio promedio nacional por modalidad de contrato, calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior. Este valor se actualizará con la frecuencia señalada en el numeral anterior.
- iv. La CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el párrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.
- v. La capacidad de transporte contratada bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Si en el respectivo tramo de gasoducto hay condición de contraflujo, se deberán especificar las cantidades contratadas, y la modalidad de contrato para cada dirección contractual en el respectivo tramo. Esta información se actualizará cada vez que cambie la capacidad firme o la capacidad interrumpible.
- vi. Perfil de la capacidad disponible primaria para un horizonte de diez (10) años, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos para efectos tarifarios. Esta información se actualizará cuando: i) cambie la capacidad firme; o ii) cambie la CMMP de conformidad con lo establecido en el párrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.
- vii. Los índices requeridos para aplicar las ecuaciones establecidas en el Anexo 4 de esta Resolución. Esta información se publicará a más tardar el último día hábil del mes de noviembre de cada año.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

2. Información transaccional del mercado secundario

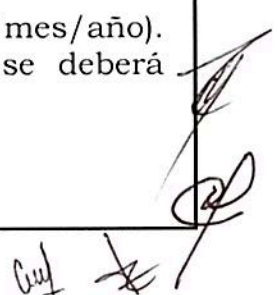
2.1. Recopilación de información sobre el suministro de gas natural en el mercado secundario

a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado secundario.

Los vendedores y los compradores de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 33 y 34 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 30 de esta Resolución.
- v. Punto de entrega. Corresponderá a un punto estándar de entrega. En el caso de los contratos con interrupciones 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.
- vi. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vii. Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- viii. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos intradiarios también se deberá declarar la hora de inicio.
- ix. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos intradiarios también se deberá declarar la hora de terminación.
- x. La demás información que determine la CREG.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar la cantidad a entregar, el mercado relevante en el que se consumirá esa cantidad y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33 y 34 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33 y 34 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

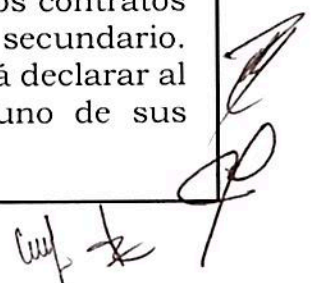
La no declaración de la información aquí señalada podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

2.2. Recopilación de información sobre contratos de transporte en el mercado secundario

a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de transporte de gas natural que se suscriban en el mercado secundario.

Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 35 y 36 de esta Resolución deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de transporte de gas natural que suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:



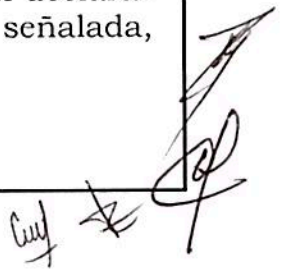
Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 30 de esta Resolución.
- v. Tramos o grupos de gasoductos contratados, de acuerdo con lo definido para efectos tarifarios.
- vi. Capacidad contratada, expresada en KPCD, para cada tramo o grupo de gasoductos.
- vii. Tarifa a la fecha de suscripción del contrato, expresado en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
- viii. Fecha de inicio de la prestación del servicio (día/mes/año).
- ix. Fecha de terminación de la prestación del servicio (día/mes/año).
- x. La demás información que determine la CREG.

Adicionalmente, cada comprador deberá declarar al gestor del mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, regulado o no regulado, desagregado en residencial, comercial, industrial, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuario final no regulado deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la capacidad correspondiente a cada usuario. Cuando el comprador entregue a usuarios regulados deberá especificar el mercado relevante para el que se requiere la capacidad correspondiente y los correspondientes puntos de salida.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 35 y 36 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el gestor del mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de transporte de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

El gestor del mercado podrá solicitar copia de los contratos referidos, caso en el cual los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 35 y 36 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al gestor del mercado.

La no declaración de la información aquí señalada 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 información inconsistente.

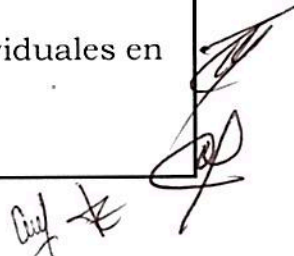
2.3. Verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado secundario

El registro de los contratos del mercado secundario se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones:

- a) A más tardar a las 14:00 horas del día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- b) A las 15:00 horas del día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC:
 - i. La cantidad de energía negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega.
 - ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato en cada punto de entrega.
 - iii. La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos.
 - iv. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos.

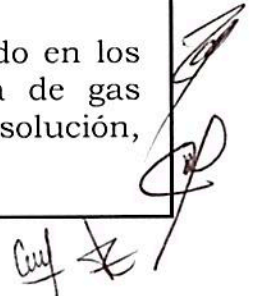
El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- c) A más tardar a las 8:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, cada vendedor y cada comprador declarará ante el gestor del mercado la información de los contratos que haya celebrado en el mercado secundario entre las 12:00 y las 24:00 horas del día de gas. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- d) A las 9:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC:
 - i. La cantidad de energía negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega.
 - ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada punto de entrega.
 - iii. Los precios mínimos y máximos de la energía negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada punto de entrega, al igual que el número total de negociaciones realizadas.
 - iv. La capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada tramo o grupo de gasoductos.
 - v. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoductos.
 - vi. Los precios mínimos y máximos de la capacidad de transporte negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada tramo o grupo de gasoducto, al igual que el número total de negociaciones realizadas.
 - vii. La cantidad de energía y la capacidad de transporte negociadas el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que tratan los Artículos 44 y 45 de esta Resolución.
 - viii. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de suministro de gas natural para el día de gas mediante el proceso de que trata el Artículo 44 de esta Resolución, para cada punto de entrega.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- ix. El precio promedio nacional de la energía negociada mediante el proceso de que trata el Artículo 44 de esta Resolución para el día de gas calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior.
- x. El precio promedio, ponderado por capacidades, acordado en los contratos de transporte de gas natural para el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 45 de esta Resolución, para cada ruta.

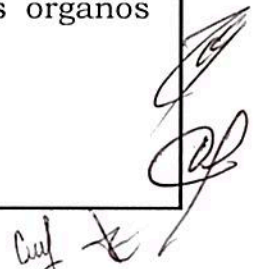
El gestor del mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

Para la publicación de esta información el gestor del mercado no estará obligado a verificarla previamente.

- e) El gestor del mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por los compradores y los vendedores del mercado secundario. En particular, verificará que:
 - i. La información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo, coincida con la declarada por cada comprador en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.1 de este Anexo.
 - ii. La información declarada por cada vendedor, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.2 de este Anexo, coincida con la declarada por cada comprador, en atención a lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.2 de este Anexo.

El gestor del mercado registrará cada contrato del mercado secundario una vez haya verificado que la información declarada por el comprador es consistente con la información declarada por el vendedor, según lo señalado en este literal. El gestor del mercado asignará un número de registro a cada contrato registrado.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales i y ii anteriores, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Si la rectificación conlleva a cambios en la información publicada por el gestor del mercado, éste deberá publicar la información ajustada durante el tercer día calendario siguiente al día de gas.

Para efectos de la verificación, el gestor del mercado podrá contrastar la información declarada por los participantes del mercado con la contenida en los contratos de los que haya solicitado copia.

3. Información de otras transacciones en el mercado mayorista

3.1. Recopilación de información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados

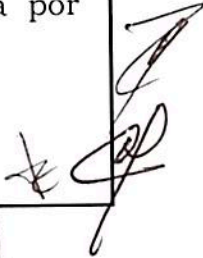
a) Información a recopilar de los contratos

El gestor del mercado llevará un registro de los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural a usuarios no regulados.

Los comercializadores deberán registrar ante el gestor del mercado los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural a usuarios no regulados. Para estos efectos deberán declarar la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Tipo de demanda: comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, generación térmica u otros. Se deberá declarar el nombre del usuario, la cantidad contratada con el mismo y su ubicación, para lo cual se deberá especificar si se trata de un usuario conectado al SNT o a un sistema de distribución. Si el usuario está conectado al SNT, el comercializador deberá declarar en cuál municipio y departamento se encuentra el punto de salida del usuario. Si el usuario está conectado a un sistema de distribución, el comercializador deberá declarar el mercado relevante al que pertenece el sistema de distribución.
- v. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vi. Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, a la fecha de suscripción del contrato.
- vii. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).

Cuf



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- viii. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).
- ix. Garantías.
- x. Plazo para realizar el pago.
- xi. La demás información que determine la CREG.

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

La terminación anticipada o la modificación del contrato dará lugar a la actualización del registro ante el gestor del mercado. Para estos efectos los comercializadores deberán declarar al gestor del mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

La no declaración de la información aquí señalada 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 información inconsistente.

b) Información de los usuarios no regulados

Los usuarios no regulados que estén dispuestos a declarar ante el gestor del mercado la información listada previamente, lo harán a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

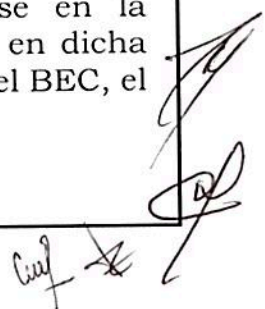
3.2. Registro de contratos y publicación de información sobre negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados

El registro de los contratos suscritos entre comercializadores y usuarios no regulados se iniciará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios. El registro se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del contrato.

Para el registro de dichos contratos y la publicación de información sobre los mismos, el gestor del mercado se sujetará a las siguientes disposiciones:

a) Registro de contratos y publicación de información declarada por los comercializadores

El gestor del mercado registrará los contratos con base en la información declarada por los comercializadores. Con base en dicha información, el gestor del mercado publicará lo siguiente en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- i. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
 - ii. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió el gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- b) Información declarada por los usuarios no regulados

Cuando los usuarios no regulados declaren información sobre los contratos suscritos con los comercializadores, el gestor del mercado verificará la consistencia entre ésta y la información declarada por los comercializadores. Con base en la información consistente, el gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:

- i. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- ii. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió gas natural a usuarios no regulados, por municipio y departamento, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

4. Información operativa

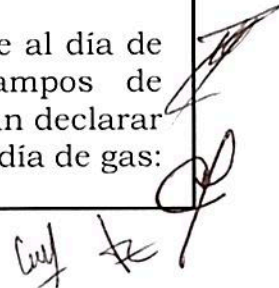
4.1. Recopilación de información operativa

La declaración de la información señalada en el presente numeral se deberá realizar a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado. Dicha declaración se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

La no declaración de la información aquí señalada 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 información inconsistente.

a) Suministro

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los productores-comercializadores que operen campos de producción y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- i. Cantidad total de energía inyectada en cada punto de entrada al SNT, expresada en MBTU. Los comercializadores de gas importado y los productores-comercializadores de campos aislados también deberán declarar al gestor del mercado aquella cantidad total de energía que es consumida en el territorio nacional y no pasa por el SNT, expresada en MBTU.
 - ii. Cantidad de energía a suministrar en cada punto de entrada al SNT, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas.
 - iii. Cantidad de energía exportada, expresada en MBTU, con sujeción a las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte sobre la materia.
 - iv. La demás información que determine la CREG.
- b) Transporte

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

- i. Cantidad de energía recibida en cada punto de entrada o de transferencia del SNT, expresada en MBTU.
- ii. Cantidad de energía que tomada en cada punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU. Adicionalmente, el transportador declarará el número del contrato bajo el cual el remitente tomó dicha energía en el respectivo punto de salida. En los puntos de transferencia entre transportadores se deberá declarar la cantidad total transferida al siguiente transportador, expresada en MBTU.
- iii. Cantidad de energía que cada remitente tomó en el punto de salida del respectivo sistema de transporte correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.
- iv. Cantidad de energía que el transportador autorizó transportar en su sistema, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas.
- v. La demás información que determine la CREG.

El transportador le declarará al gestor del mercado el nombre del tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios al cual se asocia cada punto de salida del SNT.

Cuy
[Handwritten signature]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Para el caso de puntos de salida que tienen asociadas estaciones de medición sin telemetría, la información diaria a declarar al gestor del mercado la estimará el transportador como el promedio diario del antepasado mes calendario. Una vez se disponga de la información real, el transportador ajustará y enviará dicha información al gestor del mercado.

c) Entregas a usuarios finales

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los comercializadores y los distribuidores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

- i. Cantidad total de energía tomada en el punto de salida del SNT para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de demanda regulada y no regulada. El distribuidor será el responsable de declarar esta información cuando el punto de salida del SNT corresponda a una estación de puerta de ciudad. En los demás casos el responsable será el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda.

A partir de la medición real del día de gas la demanda no regulada se deberá desagregar en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU. Con base en mediciones históricas la demanda regulada se deberá desagregar en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU.

El distribuidor, el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda, declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas.

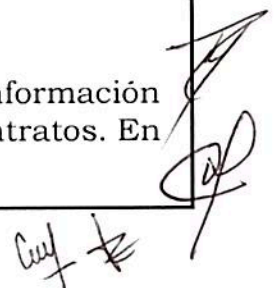
- ii. La demás información que determine la CREG.

Los usuarios no regulados que participen como compradores en el mercado primario deberán declarar mensualmente al gestor del mercado, a través del medio y del formato que éste defina, la información señalada en este literal.

4.2. Verificación y publicación de la información operativa

a) Verificación

El gestor del mercado verificará la consistencia de la información operativa declarada por las partes que intervienen en los contratos. En particular, verificará que:



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- i. Las cantidades de energía inyectadas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, coincidan con las cantidades de energía recibidas en cada punto de entrada al SNT, declaradas por los transportadores.
- ii. Las cantidades de energía que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declaradas por los transportadores, coincidan con las cantidades de energía tomadas en cada punto de salida del SNT, declaradas por los distribuidores, los comercializadores y los usuarios no regulados.
- iii. El número del contrato bajo el cual se transportó el gas que cada remitente tomó en cada punto de salida del SNT, declarado por el transportador, coincida con el número del contrato bajo el cual se transportó el gas tomado en cada punto de salida del SNT, declarado por los distribuidores, los comercializadores y los usuarios no regulados.
- iv. Los contratos bajo los cuales se transportó gas natural, declarados por los transportadores, los comercializadores, los distribuidores y los usuarios no regulados, estén debidamente registrados ante el gestor del mercado.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales i, ii y iii anteriores, el gestor del mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el gestor del mercado no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el gestor del mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral iv anterior, el gestor del mercado deberá informarle esta situación a las partes responsables de declarar la respectiva información y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

b) Publicación

El gestor del mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad aquí establecida:


- i. Las cantidades totales de energía inyectadas diariamente en cada punto de entrada al SNT y las cantidades totales provenientes de campos aislados, desagregadas en producción nacional e

Cmf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

importaciones, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 9 de esta Resolución.

- ii. La cantidad total de energía tomada diariamente de cada tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios y de cada sistema de transporte, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada, no regulada o tomada por otro transportador; la demanda regulada y no regulada deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros).
- iii. La cantidad total de energía tomada diariamente del SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada y no regulada, desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros) y por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 9 de esta Resolución.
- iv. La cantidad total de energía declarada por los comercializadores de gas importado resultante de adicionar aquella inyectada al SNT más aquella consumida en el territorio nacional sin haber ingresado al SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el Artículo 9 de esta Resolución.
- v. Cantidad total de energía tomada diariamente en los puntos de salida de cada sistema de transporte, o entregada en los puntos de transferencia entre transportadores, correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.
- vi. Las cantidades totales de energía a suministrar diariamente, según las nominaciones de suministro, en cada punto de entrada al SNT, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.
- vii. Las cantidades totales de energía autorizada diariamente, según las nominaciones de transporte, por cada sistema de transporte, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de

Cuf 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.

viii. La demás que determine la CREG.

5. Conservación de información

El gestor del mercado deberá conservar toda la información que recopile. En desarrollo de esta labor deberá:

- a) Conservar toda la información declarada a él durante el período de vigencia de la obligación de prestación del servicio. Los datos deberán tener el correspondiente *back-up* por fuera de su aplicativo web.
- b) Asegurar que todos los datos y registros se mantengan en un formato convencional para su entrega a quien eventualmente lo sustituya como gestor del mercado, según lo determine la CREG.
- c) Asegurar que la información histórica agregada esté disponible para ser descargada del BEC en un formato convencional, y de alta compatibilidad con diferentes plataformas informáticas.

6. Divulgación anual de información

El gestor del mercado deberá publicar un informe anual en el BEC en el que se presente la siguiente información agregada del mercado primario, del mercado secundario y de las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados:

- a) Promedio de las cantidades de energía negociadas durante cada mes del año, expresada en MBTUD.
- b) Promedio de las cantidades de energía negociadas diariamente, expresada en MBTUD.
- c) Cantidad total de energía negociada durante el año, expresada en MBTU.
- d) Cantidad total de energía negociada durante cada mes del año, expresada en MBTU.
- e) Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada durante el año, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- f) Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada durante cada mes del año, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- g) Número de negociaciones durante el año.

Conf. X
[Signature]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- h) Número promedio de negociaciones diarias.
- i) Índices del mercado.
- j) Cualquier otra información relevante relacionada con sus actividades en el año anterior.

7. Indicadores del mercado primario (MP)

El gestor del mercado deberá calcular, con la periodicidad que en cada caso se expone, los indicadores del mercado primario que se describen a continuación:

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
MP1	$\frac{PTDV}{PP}$	<p>Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular:</p> <p>Producción total disponible para la venta PTDV en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PP y PTDV.</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP2	$\frac{PTDVF + CIDVF}{PTDV + CIDV}$	<p>Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular:</p> <p>Producción total disponible para la venta en firme PTDVF y cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDFV, CIDVF, PTDV y CIDV.</p>	
MP3	$\frac{\text{PTDFV}}{\text{PP}}$	<p>Antes del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular:</p> <p>Producción total disponible para la venta en firme PTDFV con el potencial de producción PP. Según definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, antes del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDFV y PP.</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP4	$\frac{\text{Oferta comprometida}}{\text{PTDV + CIDV}}$	<p>Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por</p>

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Periodicidad de cálculo: todos los meses.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.</p>	<p>productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP5	<p style="text-align: center;"><u>Oferta comprometida</u> PTDVF + CIDVF</p>	<p>Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

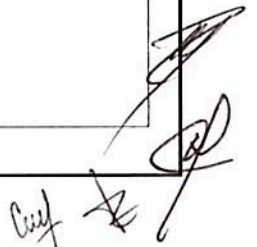
No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>Periodicidad de cálculo: todos los meses.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.</p>	
MP6	$\frac{\text{Oferta comprometida}}{\text{PP}}$	<p>Calcular toda la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya. En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>Periodicidad de cálculo: todos los meses.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.</p>	<p>Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP7	$\frac{\text{Dda reg contratos firmes}}{\text{Dda reg}}$	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con la demanda regulada que atiende cada comercializador.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. todos los comercializadores con demanda regulada) y para cada comercializador con demanda regulada.</p>	<p>Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG</p>

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>La demanda regulada corresponderá a la que declare cada comercializador que atiende usuarios regulados al gestor.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP8	$\frac{\text{Dda reg contratos firmes}}{\text{PTDVF} + \text{CIDVF}}$	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	Los indicadores nacional y por fuente para el público general
MP9	$\frac{\text{Gas contratado firme dda reg}}{\text{Oferta comprometida}}$	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todo el gas natural contratado en firme por la demanda regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.</p> <p>En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación</p>	Los indicadores nacional y por fuente para el público general

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>del gestor del mercado de gas natural.</p> <p>Estos indicadores deben calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.</p>	
MP10	<p><u>Gas contratado firme dda no reg</u> PTDVF + CIDVF</p>	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la declaración de producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.</p> <p>Estos indicadores deben calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (i.e. Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial).</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.</p>	Los indicadores nacional y por fuente para el público general
MP11	<p><u>Gas contratado firme dda no reg</u> Oferta comprometida</p>	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todo el gas natural contratado en firme por la demanda no regulada en relación con la oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas.</p>	Los indicadores nacional y por fuente para el público general




Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>En la oferta comprometida también deben incluirse aquellos contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial).</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida.</p>	
MP12	$\frac{\text{Dda reg contratos firmes}}{\text{Dda reg total contratada}}$	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con el total contratado por la demanda regulada (incluye todas las modalidades).</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	<p>El indicador nacional para el público general y los indicadores por comercializado para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP13	$\frac{\text{Dda no reg contratos firmes}}{\text{Dda no reg total contratada}}$	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular la demanda no regulada con contratos firmes (i.e. contratos firmados antes y después del proceso de negociación) en relación con el total contratado por la demanda no regulada (incluye todas las modalidades).</p>	<p>El indicador nacional para el público general y los indicadores de cada uno de los usuarios no regulados para la SSPD, SIC y CREG</p>


Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP14	<p><u>Contratos firmes para dda reg</u> Cap transporte contratada</p>	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todos los contratos firmes de suministro por fuente para la demanda regulada en relación con toda la capacidad de transporte contratada en contratos firmes.</p> <p>El valor de la capacidad de transporte contratada en contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante.</p> <p>Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	<p>Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP15	<p><u>Contratos firmes para dda no reg</u> Cap transporte contratada</p>	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, calcular todos los contratos firmes de suministro por fuente para la demanda no regulada en relación con toda la capacidad de transporte contratada en contratos firmes.</p> <p>El valor de la capacidad de transporte contratada en</p>	<p>Los indicadores para cada uno de los usuarios no regulados para la SSPD, SIC y CREG</p>



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.


No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado.</p> <p>Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP16	$\frac{\text{Toda cap comprometida}}{\text{Cap del tramo}}$	<p>Para cada tramo regulatorio de transporte, calcular capacidad máxima comprometida en el mes (i.e. incluyendo todas las modalidades) en relación con la capacidad de transporte del tramo.</p> <p>El valor de la capacidad comprometida corresponderá al valor máximo de contratación en alguno de los días del correspondiente mes.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor.</p> <p>Este indicador debe calcularse para cada tramo regulatorio.</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para el mes anterior al mes de cálculo y para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	<p>Los indicadores para cada tramo de transporte regulatorio para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP17	$\frac{\text{Mod contrato dda reg de gas}}{\text{Dda reg en contratos de gas}}$	<p>Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contrato de la demanda regulada en relación con el total de la demanda regulada en contratos.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera agregada y para cada</p>	<p>Los indicadores agregados para el público general y los indicadores para cada comercializador para la SSPD, SIC y CREG</p>

Cuy 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

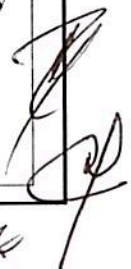
No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>comercializador que tenga contratos de demanda regulada.</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP18	$\frac{\text{Mod contrato dda no reg de gas}}{\text{Dda no reg en contratos de gas}}$	<p>Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad en relación con el total de la demanda no regulada en contratos.</p> <p>Este indicador debe calcularse de manera agregada y para cada comercializador que atiende demanda no regulada.</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12.</p>	<p>Los indicadores agregados para el público general y los indicadores para cada comercializador para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP19	$\frac{\text{Mod contrato dda reg cap T}}{\text{Cap del tramo}}$	<p>Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo.</p> <p>En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor.</p> <p>Para los mercados relevantes, el cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante.</p> <p>Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes.</p>	<p>Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG</p>

Cuy



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	
MP20	<p><u>Mod contrato dda no reg cap T</u> Cap del tramo</p>	<p>Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo.</p> <p>En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor.</p> <p>El cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado.</p> <p>Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados.</p> <p>Periodicidad de cálculo: mensual.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	<p>Los indicadores para cada usuario no regulado para la SSPD, SIC y CREG</p>
MP21	<p><u>Contratos Agente</u> <u>Oferta comprometida</u></p>	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por fuente y por productor, calcular qué agentes tienen los contratos, así: contratos que tiene cada agente en relación con la oferta comprometida.</p> <p>En este cálculo no se tendrán en cuenta los contratos con interrupciones.</p>	<p>Los indicadores por agente, fuente y por productor para la SSPD, SIC y CREG</p>

Cuf 


Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		<p>En la oferta comprometida también deben incluirse todos los contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del gestor del mercado de gas natural.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde se haya comprometido la oferta.</p>	
MP22	$\frac{\text{Contratos cap T Agente}}{\text{Cap del tramo}}$	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por cada tramo regulatorio, calcular qué agentes tienen los contratos de capacidad de transporte, así: contratos que tiene cada agente en relación con la capacidad del tramo.</p> <p>En un mes, el valor de los contratos de un agente corresponderá al valor máximo de contratación de ese agente en algunos de los días del correspondiente mes.</p> <p>El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al gestor.</p> <p>Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación.</p> <p>Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.</p>	Los indicadores por agente y tramo regulatorio para la SSPD, SIC y CREG
MP23	Precio de los contratos	<p>Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por fuente, por productor, por modalidad contractual, de manera agregada (i.e. total nacional) y desagregada (i.e. por campo) y por tipo de demanda calcular precios promedios.</p>	Los indicadores agregados para el público general.

[Handwritten signature]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

No.	Indicador	Qué mide	Visible para
		Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: Puntual en el momento de cálculo.	


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Cmf



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 3 Compensaciones

1. En el caso de los contratos firmes, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra, de suministro C1 y de suministro C2, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación, cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$C = 1.5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times G) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_m}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,G} \times F]$$

Donde:

C : Valor de la compensación, expresado en pesos.

m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

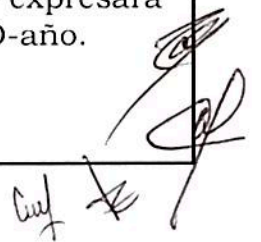
P_m : Precio vigente del gas natural para el mes m , según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

En el caso de un contrato de opción de compra de gas será la suma entre el precio vigente del gas natural para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato de suministro.

TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

G_m : Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m , expresada en MBTU.

CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

PC : Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

$Df_{j,m,G}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad G , según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

2. En el caso de los contratos firmes, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra, de suministro C1 y de suministro C2, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

$$C = C_1 + C_2$$

$$G_m = G_{1,m} + G_{2,m}$$

$$C_1 = VCD + \left[(CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{1,m}}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,G1} \times F]$$

$$C_2 = 1,5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times G_{2,m}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{2,m}}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,G2} \times F]$$

Donde:

C : Valor de la compensación, expresado en pesos.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- C_1 : Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios regulados, expresado en pesos.
- C_2 : Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.
- G_m : Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m , expresada en MBTU.
- $G_{1,m}$: Cantidad de energía dejada de entregar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- $G_{2,m}$: Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m menos la cantidad de energía dejada de entregar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
- VCD : Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.
- CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.
- TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
- $CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.
- PC : Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

P_m : Precio vigente del gas natural para el mes m , según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

En el caso de un contrato de opción de compra de gas será la suma entre el precio vigente del gas natural para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato de suministro.

$Df_{j,m,G1}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{1,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

$Df_{j,m,G2}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{2,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

3. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$C = 1.5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times T_m) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{T_m}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,T} \times F]$$

Donde:

C : Valor de la compensación, expresado en pesos.

m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

P_m : Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el último día hábil del mes m .

TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

T_m : Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , expresada en MBTU.

CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

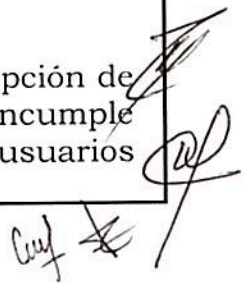
PC : Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

$Df_{j,m,T}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad T_m , según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

4. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

$$C = C_1 + C_2$$

$$T_m = T_{1,m} + T_{2,m}$$

$$C_1 = VCD + [(P_m \times TRM_m \times T_{1,m})] + [Df_{j,m,T1} \times F]$$

$$C_2 = 1,5 \times \left[(P_m \times TRM_m \times T_{2,m}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{T_{2,m}}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,T2} \times F]$$

Donde:

- C : Valor de la compensación, expresado en pesos.
- C_1 : Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios regulados, expresado en pesos.
- C_2 : Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.
- P_m : Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el último día hábil del mes m .
- T_m : Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , expresada en MBTU.
- $T_{1,m}$: Cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- $T_{2,m}$: Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m menos la cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
- m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
- VCD : Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.
- TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

PC : Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$.

$Df_{j,m,r1}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{1,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

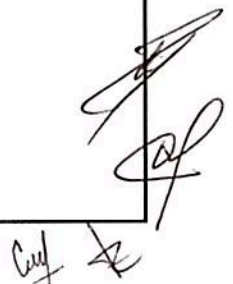
$Df_{j,m,r2}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{2,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

F : Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m - 1$.

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

5. Cuando el remitente no entregue la energía dentro del plazo establecido en el Parágrafo 2 del Artículo 53 de la presente Resolución, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio definido así:

$$P = 1,5 \times (P_T \times TRM)$$



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Donde:

P: Precio que el transportador cobrará al remitente por la cantidad de energía que el remitente no entregó al término del día D+1, expresado en pesos.

P_T: Precio al que el transportador compró el gas que dejó de entregarle el remitente por cuenta del desbalance acumulado de que trata el parágrafo 2 del Artículo 53 de la presente resolución, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. El transportador deberá conservar un registro de la transacción asociada a este precio (e.g., factura o contrato) para cuando la autoridad competente o el remitente lo soliciten.

TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el día D+2, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

6. Cuando el remitente incurra en desbalances de energía negativos, este deberá pagar al transportador el valor que resulte de aplicar las siguientes ecuaciones:

6.1 Para la cantidad de energía de desbalance negativo que excede la capacidad contratada de transporte se aplicará la siguiente ecuación:

$$V = [T \times TRM \times \Delta^S]$$

Donde:

V: Valor que representa el costo del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que excede la capacidad contratada de transporte, expresado en pesos.

Cuando haya cargos *T* por tramos de gasoductos, desde la fuente de producción hasta el punto de salida, se calculará un valor *V* para cada tramo de gasoducto y el costo total del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que exceda la capacidad contratada será la suma de los valores de todos los tramos.

TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes en que se realizó el transporte, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

Δ^S : Cantidad de energía del desbalance negativo que excede la capacidad contratada de transporte, expresada en MBTU.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Cuando haya energía autorizada de varias fuentes de suministro para un mismo punto de salida y tramos de gasoductos desde la fuente de suministro hasta el punto de salida, a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo y los cargos T se establezcan por tramos de gasoductos, la cantidad Δ^S asociada a los tramos de gasoductos a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo se calculará a prorrata de las cantidades autorizadas en cada fuente de suministro.

T : Cargos por servicios adicionales de transporte establecidos libremente por el transportador según lo señalado en el párrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

6.2 Para la cantidad de energía de desbalance negativo que esté dentro de la capacidad contratada de transporte se aplicará la siguiente ecuación:

$$V = [T \times TRM \times \Delta^w]$$

Donde:

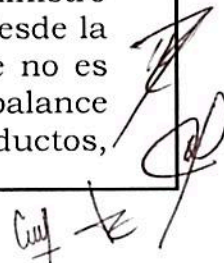
V : Valor que representa el costo del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que está dentro de la capacidad contratada de transporte, expresado en pesos.

Cuando haya cargos T por tramos de gasoductos desde la fuente de producción hasta el punto de salida se calculará un valor V para cada tramo de gasoducto y el costo total del servicio de transporte por la cantidad adicional extraída del sistema que exceda la capacidad contratada será la suma de los valores de todos los tramos.

TRM : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes en que se realizó el transporte, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

Δ^w : Cantidad de energía del desbalance negativo que está dentro de la capacidad contratada de transporte, expresada en MBTU.


Cuando haya energía autorizada de varias fuentes de suministro para un mismo punto de salida y tramos de gasoductos desde la fuente de suministro hasta el punto de salida, a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo y los cargos T se establezcan por tramos de gasoductos,



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

la cantidad Δ^w asociada a los tramos de gasoductos a los que no es posible asociarles de manera directa la cantidad del desbalance negativo se calculará a prorrata de las cantidades autorizadas en cada fuente de suministro.

T: Cargo variable pactado en el respectivo contrato de transporte. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 4 Actualización de precios

Los precios pactados en los contratos de suministro bajo las modalidades firme, firme CF95, de firmeza condicionada y de opción de compra, se deberán actualizar al inicio de cada año a_i con base en las siguientes ecuaciones, según corresponda:

1. Ecuaciones para actualización de precios No. 1.

1.1. En el caso de los contratos que resulten de la aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 de esta Resolución, que estén contemplados en el parágrafo 5 del Artículo 16 de esta Resolución, exceptuando los contratos contemplados en el parágrafo 3 del artículo antes mencionado y exceptuando también aquellos en los cuales de lo dispuesto en la cláusula de ajuste regulatorio no se infiera que se debe aplicar lo contemplado en el presente numeral, siempre y cuando se hayan negociado contratos firmes de la fuente f con duración de un (1) año, se aplicará la siguiente ecuación para la actualización de precios en el año a_i :

$$P_{Tf,d,a_i} = P_{Tf,d,a_1} \times \left(\frac{\bar{P}_{CFf,1,a_i}}{\bar{P}_{CFf,1,a_1}} \right)$$

Donde:

P_{Tf,d,a_i} : Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T , de la fuente f , con duración d , aplicable durante el año a_i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

P_{Tf,d,a_1} : Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T , de la fuente f , con duración d , aplicable durante el primer año de vigencia del contrato, a_1 . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$\bar{P}_{CFf,1,a_i}$: Promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes, de la fuente f , con duración de un (1) año, negociados para el año a_i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$\bar{P}_{CFf,1,a_1}$: Promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes, de la fuente f , con duración de un (1) año, negociados para el año a_1 . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

T : Modalidad bajo la cual se contrató el gas natural. Podrá ser un contrato firme, CF , un contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC , o un contrato de opción de compra de gas, OCG .

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- f*: Punto de entrega del gas natural contratado. 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.
- d*: Duración del contrato de suministro.
- a_i*: Año durante el cual se aplicará el precio del gas natural. El año se iniciará un 1 de diciembre y terminará el 30 de noviembre siguiente. La variable *i* tomará los valores de uno (1) a *d*, siendo *a₁* el primer año de vigencia del contrato objeto de actualización de precios.

1.2. En el caso de los contratos que estén contemplados en el párrafo 5 del Artículo 16 de esta Resolución, exceptuando aquellos contemplados en el párrafo 3 del artículo antes mencionado y exceptuando también aquellos en los cuales de lo dispuesto en la cláusula de ajuste regulatorio no se infiera que se debe aplicar lo contemplado en el presente numeral, que resulten de la aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en: a) el Artículo 24 de esta Resolución, siempre y cuando no se hayan negociado contratos firmes de la fuente *f* con duración de un (1) año, para el año *a_i*; y b) el Artículo 22 de esta Resolución, se aplicará la siguiente ecuación para la actualización de precios:

$$P_{Tf,d,ai} = P_{Tf,d,a1} \times \left(\frac{\bar{P}_{CFN,1,ai}}{\bar{P}_{CFN,1,a1}} \right)$$

Donde:

- P_{Tf,d,ai}*: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad *T*, de la fuente *f*, con duración *d*, aplicable durante el año *a_i*. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- P_{Tf,d,a1}*: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad *T*, de la fuente *f*, con duración *d*, aplicable durante el primer año de vigencia del contrato, *a₁*. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $\bar{P}_{CFN,1,ai}$: Promedio nacional, ponderado por cantidades, de los precios de los contratos firmes de todas las fuentes de suministro, con duración de un (1) año, negociados para el año *a_i* en aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 de la presente Resolución. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $\bar{P}_{CFN,1,a1}$: Promedio nacional, ponderado por cantidades, de los precios de los contratos firmes de todas las fuentes de suministro, con duración de un (1) año, negociados para el año *a₁* en aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 de la presente Resolución. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- T*: Modalidad bajo la cual se contrató el gas natural. Podrá ser un contrato firme, *CF*, un contrato de suministro con firmeza condicionada, *CFC*, o un contrato de opción de compra de gas, *OCG*.
- f*: Punto de entrega del gas natural contratado. 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.
- d*: Duración del contrato de suministro.
- a_i*: Año durante el cual se aplicará el precio del gas natural. El año se iniciará un 1 de diciembre y terminará el 30 de noviembre siguiente. La variable *i* tomará los valores de uno (1) a *d*, siendo *a₁* el primer año de vigencia del contrato objeto de actualización de precios.

2. Ecuaciones para actualización de precios No. 2.

2.1. En el caso de los contratos que resulten de la aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 y en el Artículo 25 de esta Resolución, que estén contemplados en los parágrafos 3, 6 y 7 del Artículo 16 de esta Resolución, exceptuando aquellos contratos contemplados en el parágrafo 5 del artículo antes mencionado y exceptuando también aquellos en los cuales de lo dispuesto en la cláusula de ajuste regulatorio no se infiera que se debe aplicar lo contemplado en el presente numeral, siempre y cuando se hayan negociado contratos firmes de la fuente *f* con duración de un (1) año tanto para el año *a_{i-1}* como para el año *a_i*, se aplicará la siguiente ecuación:

$$P_{Tf,d,ai} = P_{Tf,d,ai-1} \times \left[\alpha \cdot \left(\frac{\bar{P}_{CFf,1,ai}}{\bar{P}_{CFf,1,ai-1}} \right) + (1 - \alpha) \cdot \left(\beta \cdot \frac{P_{ai-1}^W}{P_{ai-2}^W} + (1 - \beta) \cdot \frac{I_{ai-1}^S}{I_{ai-2}^S} \right) \right]$$

Donde:

- P_{Tf,d,ai}*: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad *T*, de la fuente *f*, con duración *d*, aplicable durante el año *a_i*. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- P_{Tf,d,ai-1}*: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad *T*, de la fuente *f*, con duración *d*, aplicable durante el año *a_{i-1}*. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $\bar{P}_{CFf,1,ai}$: Promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes, de la fuente *f*, con duración de un (1) año, negociados para el año *a_i*. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- $\bar{P}_{CF,1,a_{i-1}}$: Promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes, de la fuente f , con duración de un (1) año, negociados para el año a_{i-1} . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- α : Valor entre 0 y 1 que pondera el factor de actualización de precios del mercado interno.
- P_{ai-1}^W : Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador *West Texas Intermediate* (WTI), *spot prices*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Energy Information Administration*), para el año a_{i-1} . Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.
- P_{ai-2}^W : Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador *West Texas Intermediate* (WTI), *spot prices*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Energy Information Administration*), para el año a_{i-2} . Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.
- I_{ai-1}^S : Corresponde al índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD4 publicada por el *Bureau of Labor Statistics*, para el mes de noviembre del año a_{i-1} . El vínculo permanente es: <https://www.quandl.com/data/BLS/WPSFD4>
- I_{ai-2}^S : Corresponde al índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD4 publicada por el *Bureau of Labor Statistics*, para el mes de noviembre del año a_{i-2} . El vínculo permanente es: <https://www.quandl.com/data/BLS/WPSFD4>
- β : Valor que pondera el factor de actualización de precios exógenos al mercado de gas natural.
- T : Modalidad bajo la cual se contrató el gas natural. Podrá ser un contrato firme, *CF*, un contrato de suministro con firmeza condicionada, *CFC*, o un contrato de opción de compra de gas, *OCG*.
- f : Punto de entrega del gas natural contratado. 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.
- d : Duración del contrato de suministro.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

a_i : Año durante el cual se aplicará el precio del gas natural. El año se iniciará un 1 de diciembre y terminará el 30 de noviembre siguiente. La variable i tomará los valores de uno (1) a d , siendo a_1 el primer año de vigencia del contrato objeto de actualización de precios.

2.2. En el caso de los contratos que estén contemplados en los párrafos 3, 6 y 7 del Artículo 16 de esta Resolución, exceptuando aquellos contemplados en el párrafo 5 del artículo antes mencionado y exceptuando también aquellos en los cuales de lo dispuesto en la cláusula de ajuste regulatorio no se infiera que se debe aplicar lo contemplado en el presente numeral, que resulten de la aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en: a) el Artículo 24 y en el Artículo 25 de esta Resolución, siempre y cuando no se hayan negociado contratos firmes de la fuente f con duración de un (1) año, para el año a_i o para el año a_{i-1} ; y b) el Artículo 22 de esta Resolución, se aplicará la siguiente ecuación:

$$P_{Tf,d,a_i} = P_{Tf,d,a_{i-1}} \times \left[\alpha \cdot \frac{\bar{P}_{CFN,1,a_i}}{\bar{P}_{CFN,1,a_{i-1}}} + (1 - \alpha) \cdot \left(\beta \cdot \frac{P_{ai-1}^W}{P_{ai-2}^W} + (1 - \beta) \cdot \frac{I_{ai-1}^S}{I_{ai-2}^S} \right) \right]$$

Donde:

P_{Tf,d,a_i} : Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T , de la fuente f , con duración d , aplicable durante el año a_i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$P_{Tf,d,a_{i-1}}$: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T , de la fuente f , con duración d , aplicable durante el año a_{i-1} . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$\bar{P}_{CFN,1,a_i}$: Promedio nacional, ponderado por cantidades, de los precios de los contratos firmes de todas las fuentes de suministro, con duración de un (1) año, negociados para el año a_i en aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 de esta Resolución. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$\bar{P}_{CFN,1,a_{i-1}}$: Promedio nacional, ponderado por cantidades, de los precios de los contratos firmes de todas las fuentes de suministro, con duración de un (1) año, negociados para el año a_{i-1} en aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 de esta Resolución. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

α : Valor entre 0 y 1 que pondera el factor de actualización de precios del mercado interno.

P_{ai-1}^W : Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador *West Texas Intermediate* (WTI), *spot prices*, según la serie publicada por el

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Departamento de Energía de Estados Unidos (*Energy Information Administration*), para el año a_{i-1} . Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.

P_{ai-2}^W : Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador *West Texas Intermediate* (WTI), *spot prices*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Energy Information Administration*), para el año a_{i-2} . Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.

I_{ai-1}^S : Corresponde al índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD4 publicada por el *Bureau of Labor Statistics*, para el mes de noviembre del año a_{i-1} . El vínculo permanente es: <https://www.quandl.com/data/BLS/WPSFD4>

I_{ai-2}^S : Corresponde al índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD4 publicada por el *Bureau of Labor Statistics*, para el mes de noviembre del año a_{i-2} . El vínculo permanente es: <https://www.quandl.com/data/BLS/WPSFD4>

β : Valor que pondera el factor de actualización de precios exógenos al mercado de gas natural.

T : Modalidad bajo la cual se contrató el gas natural. Podrá ser un contrato firme, *CF*, un contrato de suministro con firmeza condicionada, *CFC*, o un contrato de opción de compra de gas, *OCG*.

f : Punto de entrega del gas natural contratado. 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.

d : Duración del contrato de suministro.

a_i : Año durante el cual se aplicará el precio del gas natural. El año se iniciará un 1 de diciembre y terminará el 30 de noviembre siguiente. La variable i tomará los valores de uno (1) a d , siendo a_1 el primer año de vigencia del contrato objeto de actualización de precios.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 5

Reglamento de la subasta de gas natural

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación del suministro de gas natural mediante subasta, según lo dispuesto en el Artículo 26 de esta Resolución.

2. Definiciones

Administrador de la subasta: persona natural o jurídica encargada de organizar las subastas.

Auditor de la subasta: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de la subasta para auditar el desarrollo de las mismas.

Año t: corresponderá al año que inicia el 1 de diciembre del año calendario en que se realizan las subastas y termina el 30 de noviembre del año calendario siguiente.

Compradores habilitados: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución que cumplen cabalmente con lo señalado en los numerales 5.5 y 6.5 de este Anexo.


Precio de adjudicación: es el precio que pagarán los compradores por el gas natural adjudicado a través de la subasta. Corresponde al precio de cierre de la última ronda de la subasta o al precio con el cual los compradores habilitados no reducirían cantidades de producto, según sea el caso.

Precio de cierre: es el precio máximo establecido por el subastador para cada una de las rondas siguientes a la ronda cero (0).

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en la subasta.

Producto C1: cantidad de energía bajo la modalidad de contrato de suministro C1, que se entrega diariamente en un 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, con duración de un (1) año.

Producto C2: cantidad de energía bajo la modalidad de contrato de suministro C2 que se entrega diariamente en un 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, con duración de un (1) año.


Cuel

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Ronda: período de tiempo definido por el subastador durante el cual los compradores habilitados presentan sus solicitudes de compra, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Sistema de subasta: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollará la subasta que se reglamenta en este Anexo.

Subasta: proceso dinámico de negociación, con reglas definidas para la formación de los precios y las asignaciones de los productos, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con experiencia como subastador en al menos tres (3) subastas de alguno de los siguientes tipos: i) simultánea de reloj ascendente; ii) simultánea de reloj descendente; o iii) simultánea de sobre cerrado. Puede ser el administrador de la subasta u otra persona que éste contrate.

Vendedores habilitados: vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución que cumplen cabalmente con lo señalado en los numerales 5.4 y 6.4 de este Anexo.

3. Principios generales de la subasta

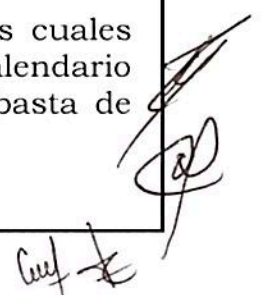
La subasta se regirá por los siguientes principios:

- a) Eficiencia: el desarrollo de la subasta conducirá a la formación de precios eficientes de cada uno de los productos.
- b) Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente Resolución.
- c) Neutralidad: el diseño de la subasta y el reglamento de la misma no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.
- d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de la subasta serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.

4. Organización de la subasta

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de la subasta

- a) Establecer, operar y mantener los sistemas de subasta, los cuales deberán estar disponibles a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

b) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento de los sistemas de subasta y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dichas auditorías al auditor de las subastas antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1.

c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas para las subastas de producto C1 y producto C2, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso a los sistemas de subasta, así como los canales formales para su comunicación con el administrador y con el subastador.

La CREG dará su concepto de no objeción, de tal manera que a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de la subasta de producto C1 sean públicos los reglamentos.

d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación de los sistemas de subasta a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 18 de esta Resolución.

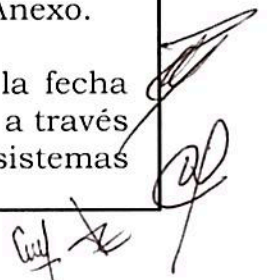
e) Emitir los certificados de capacitación a las personas que la reciban y que demuestren un adecuado manejo y operación del sistema de subasta que corresponda.

f) Contratar el auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1.

g) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1.

h) Definir e informar, por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1, el instrumento fiduciario mediante el cual se administrarán los mecanismos de cubrimiento de participación de las subastas de producto C1 y C2, según lo indicado en el numeral 7 de este Anexo.

i) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta de producto C1, a través de una empresa especializada, una auditoría de los sistemas



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

computacionales y de comunicación requeridos por cada uno de los compradores de las subastas, y de sus correspondientes sistemas de respaldo, para verificar su adecuado funcionamiento. Los resultados de esta auditoría deberán ser remitidos al administrador de las subastas y al auditor de la subasta antes de la fecha programada para la realización de la subasta. Los compradores sólo podrán acceder al sistema de subasta correspondiente desde equipos localizados en el territorio nacional.

- j) Elaborar un documento en el que se señale el nombre de los vendedores y de los compradores habilitados para participar en cada una de las subastas, según lo establecido en los numerales 5.4, 6.4, 5.5 y 6.5 de este Anexo. Este documento será confidencial y sólo lo conocerán el subastador y las autoridades competentes. La fecha de elaboración será definida en el cronograma que para tales efectos expida la CREG, de que trata el Artículo 25 de esta Resolución.
- k) Entregar al representante legal de cada uno de los compradores habilitados para participar en las subastas, según lo establecido en los numerales 5.5 y 6.5 de este Anexo, una clave de acceso al sistema de subasta según corresponda. El comprador habilitado será el único responsable por el uso que sus operadores, funcionarios o cualquier persona hagan de la clave de acceso y deberá velar porque la misma se mantenga y use bajo estricta reserva y seguridad. El administrador de las subastas podrá establecer el uso de firma digital que sustituya las claves de que trata el presente literal.
- l) Suspender la subasta cuando sea requerido por el auditor de la subasta o el subastador de conformidad con las disposiciones contenidas en el presente Anexo.
- m) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores habilitados y a los compradores habilitados el resultado de cada una de las subastas.
- n) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de las operaciones realizadas durante el desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 3 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado será el administrador de la subasta.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de la subasta

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para cada una de las subastas.
- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

canales formales de comunicación establecidos por el administrador de la subasta.

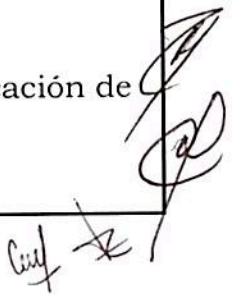
- c) Verificar que durante cada una de las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de las subastas tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que los vendedores habilitados y los compradores habilitados no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- f) Solicitar al administrador la suspensión de la subasta cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- g) Remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la finalización de cada una de las subastas, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, si se dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a dicho proceso. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará el informe de cada subasta mediante una circular.

Para los casos en los cuales el auditor de las subastas establezca que en la subasta respectiva no se dio cumplimiento a la regulación, el proceso adelantado no producirá efectos, y se programará la subasta de nuevo. Lo anterior sin perjuicio de las acciones penales y/o civiles y las actuaciones administrativas a que haya lugar contra las personas que hayan incumplido la regulación.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

Para cada subasta de producto C1 y de producto C2 el subastador deberá:

- a) Anunciar, al inicio de la ronda cero (0), el menor precio de reserva de cada producto y la oferta correspondiente a este precio, en los términos de los numerales 5.6 y 6.6 de este Anexo.
- b) Anunciar, al finalizar cada ronda: i) si hay exceso de demanda de cada producto; ii) el precio de cierre de cada producto en la siguiente ronda; iii) la oferta correspondiente al precio de cierre de cada producto en la siguiente ronda; y iv) el tiempo de duración de la siguiente ronda. Lo anterior en los términos del numeral 5.7 y 6.7 de este Anexo.
- c) Declarar el cierre de la subasta e informar el precio de adjudicación de la misma para cada uno de los productos.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

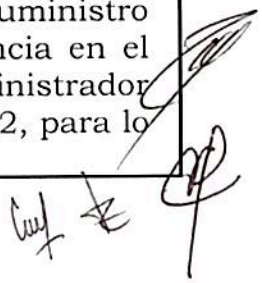
Para cada uno de los productos, el subastador pondrá en conocimiento de los vendedores habilitados y de los compradores habilitados, única y exclusivamente la información señalada en este numeral.

4.4. Obligaciones de los compradores habilitados en relación con el uso del sistema de subasta

- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de la subasta.
- b) Utilizar y operar el sistema de subasta única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto por el administrador de la subasta, que haya recibido el respectivo certificado de capacitación emitido por éste.
- c) Acreditar ante el administrador de la subasta el cumplimiento de las obligaciones a que se refieren los literales a) y b) de este numeral, previo al inicio de cada subasta, mediante una declaración suscrita por el representante legal del comprador.
- d) Permitir al administrador de las subastas la realización de las verificaciones a los sistemas computacionales y de comunicaciones utilizados por el comprador para su participación en la subasta.
- e) Mantener las claves de acceso al sistema de subasta bajo su exclusiva responsabilidad y estrictos estándares de seguridad y confidencialidad.
- f) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- g) Informar de manera inmediata al administrador de la subasta cualquier error o falla del sistema de subasta.

4.5. Obligaciones de los vendedores

- a) A más tardar un (1) mes antes de la subasta de suministro C1 del numeral 5, cada uno de los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución deberá enviar al administrador de la subasta el texto del contrato para cada una de las modalidades contractuales de suministro C1 y C2. El administrador de la subasta publicará los textos correspondientes tres (3) semanas antes de la subasta, identificando el nombre del vendedor correspondiente.
- b) A más tardar diez (10) días hábiles antes de la subasta de suministro C1, cada uno de los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución deberán declarar ante el administrador de la subasta el precio de reserva para los productos C1 y C2, para lo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

cual deberá aportar la información establecida en la Tabla 1 de este Anexo. Esto lo hará a través del medio y del formato que defina el administrador de la subasta.

Tabla 1. Declaración de precios de reserva

Producto	Precio de reserva (US\$/MBTU)
$C1_f, C2_f$	$PR_{C1_f,s} = PR_{C2_f,s}$

Donde:

$PR_{C1_f,s}$: Precio de reserva del producto $C1$ para la fuente f declarado por parte del vendedor s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{C2_f,s}$: Precio de reserva del producto $C2_f$ para la fuente f declarado por parte del vendedor s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

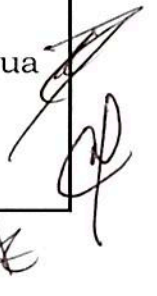
El precio de reserva para los productos $C1$ y $C2$ deberá ser mayor o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

4.6. Sistema de subasta

Para cada una de las subastas, la plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- Estar basada en protocolos de Internet.
- Permitir el acceso a cada uno de los compradores habilitados desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subasta en el sitio que para tal fin establezca el administrador de la subasta.
- Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subasta.

Cuf



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de la subasta considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de la subasta no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio, derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

El administrador de la subasta deberá contar con diez (10) estaciones de trabajo disponibles para la utilización por parte de aquellos compradores habilitados cuyos sistemas computacionales o de comunicaciones presenten fallas por cualquier hecho que escape del control de los compradores.

4.7. Mecanismos de contingencia para las subastas

Cuando el sistema de subasta se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

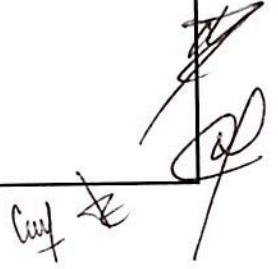
- a) Suspensión por fallas técnicas durante el transcurso de una ronda.

Si el sistema de subasta interrumpe su operación por fallas técnicas durante el transcurso de una ronda y afecta total o parcialmente el servicio se procederá como se describe a continuación:

Una vez restablecida la operación del sistema de subasta, si a criterio del subastador existe tiempo suficiente durante el mismo día hábil para realizar de nuevo la ronda, el administrador procederá a informarlo. Esta ronda tendrá las mismas condiciones de precio de cierre y duración vigentes de la ronda en la cual se suspendió el servicio del sistema de subasta. Antes de iniciar de nuevo la ronda el sistema deberá eliminar la totalidad de las ofertas realizadas durante la ronda en la cual se presentó la suspensión.

Una vez restablecida la operación del sistema de subasta, si a criterio del subastador no existe tiempo suficiente para realizar nuevamente la ronda, el administrador procederá a informarlo y la operación del sistema se suspenderá hasta el día hábil siguiente. La nueva ronda tendrá las mismas condiciones de precio de cierre y duración de la ronda en la cual se suspendió el servicio del sistema de subasta. Antes de iniciar de nuevo la ronda el sistema deberá eliminar la totalidad de las ofertas realizadas durante la ronda en la cual se presentó la suspensión.

- b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subasta.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subasta la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los compradores habilitados o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subasta el comprador habilitado cuya estación de trabajo o sistema de comunicación falló deberá remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de la subasta, las demandas de cada uno de los productos cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas demandas serán ingresadas al sistema de subasta conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de la subasta.

El administrador de la subasta deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de la subasta de los contratos de suministro C1.

5. Procedimiento de la subasta de contratos de suministro C1

5.1. Tipo de subasta

Subasta simultánea de "reloj ascendente".

5.2. Productos

Los productos, $C1_f$, que se negociarán mediante la subasta tendrán los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual, $C1$: de acuerdo con lo dispuesto en el literal B del Artículo 26 de esta Resolución, en la subasta sólo se negociarán contratos de suministro $C1$, con duración de un (1) año para el año t . La fecha de inicio será el 1° de diciembre del año calendario en que se realiza la subasta y la fecha de terminación será el 30 de noviembre del año calendario siguiente.
- b) Fuente, f : se deberá especificar el punto de entrega del gas natural. 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.

5.3. Tamaño de los productos

La cantidad de energía ofrecida por cada vendedor, bajo cada modalidad contractual, $C1$, corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD y deberá ser igual o superior al 25% de su PTDVF o CIDVF disponible conforme a lo estipulado en el numeral 1 del literal B del Artículo 26.

5.4. Participación de los vendedores

A más tardar diez (10) días hábiles antes de la subasta cada uno de los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

deberán declarar ante el administrador de la subasta la oferta de producto C1. Para estos efectos le deberá presentar al administrador de la subasta la información señalada en la Tabla 2 de este Anexo, a través del medio y del formato que aquel defina. Esta declaración deberá estar enmarcada dentro de los mecanismos de cubrimiento y de los formatos diligenciados de que tratan los numerales 7 y 7.1.2 de este Anexo.

Tabla 2. Declaración de la oferta para contratos de suministro C1

Año	Oferta de C1
t	$O_{C1f,s}$

Donde:

- $O_{C1f,s}$: Cantidad de energía para contratos de suministro C1 de la fuente f que será ofrecida en la subasta por parte del vendedor s , exclusivamente para el año t . Este valor se expresará en MBTUD.
- s : Productor-comercializador o comercializador de gas importado que hace la declaración.

El administrador de la subasta deberá verificar que los mecanismos de cubrimiento entregados por cada vendedor se ajusten a lo dispuesto en el numeral 7 de este Anexo y que el vendedor no se encuentre en las listas o reportes asociados con actividades ilícitas de que trata el numeral 7.1.2 de este Anexo. Si se cumplen estos requisitos, el administrador de la subasta entenderá que es un vendedor habilitado para participar en la subasta y lo incluirá en el documento de que trata el literal j) del numeral 4.1 de este Anexo.

En el evento en que una oferta no se ajuste a lo aquí dispuesto el administrador de la subasta lo pondrá en conocimiento del vendedor respectivo, el cual dispondrá de 24 horas, contadas a partir del momento en que el administrador de la subasta lo haya informado, para la corrección correspondiente. Si cumplido este plazo el administrador de la subasta no recibe la oferta debidamente ajustada, éste entenderá que el vendedor no participará en la subasta.

La información señalada en este numeral deberá ser presentada a través del medio y de los formatos que defina el administrador de la subasta.

5.5. Declaración de interés de los compradores

A más tardar diez (10) días hábiles antes de la subasta, cada uno de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución deberá declarar ante el administrador de la subasta la máxima cantidad de energía que está dispuesto a comprar mediante contratos de suministro C1. Para estos efectos deberá presentar al administrador de la subasta la información señalada en la Tabla 3 de este Anexo.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Tabla 3. Declaración de la demanda máxima

Modalidad contractual	Demanda máxima
C1	$D_{C1,b}$

Donde:

$D_{C1,b}$: Máxima cantidad de energía que será demandada en la subasta de contratos de suministro C1 por parte del comprador b . Este valor se expresará en MBTUD, deberá corresponder a un múltiplo entero de un (1) MBTUD y deberá ser igual o mayor a cien (100) MBTUD.

b : Comprador al que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución y que hace la declaración respectiva.

Esta declaración deberá estar enmarcada dentro de los mecanismos de cubrimiento y de los formatos diligenciados de que tratan los numerales 7 y 7.1.2 de este Anexo.

El administrador de la subasta deberá verificar que los mecanismos de cubrimiento entregados por cada comprador se ajusten a lo dispuesto en el numeral 7 de este Anexo, que el comprador no se encuentre en las listas o reportes asociados con actividades ilícitas de que trata el numeral 7.1.2 de este Anexo, y que los sistemas computacionales y de comunicación requeridos por cada comprador funcionan adecuadamente según lo dispuesto en el literal i) del numeral 4.1 de este Anexo.

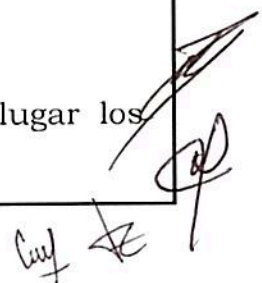
Si se cumplen estos requisitos, el administrador de la subasta entenderá que es un comprador habilitado para participar en la subasta y lo incluirá en el documento de que trata el literal j) del numeral 4.1 de este Anexo.

En el evento en que una declaración de demanda máxima no se ajuste a lo aquí dispuesto el administrador de la subasta lo pondrá en conocimiento del comprador respectivo, el cual dispondrá de 24 horas, contadas a partir del momento en que el administrador de la subasta lo haya informado, para la corrección correspondiente. Si cumplido este plazo el administrador de la subasta no recibe la declaración debidamente ajustada, éste entenderá que el comprador no participará en la subasta.

La información señalada en este numeral deberá ser presentada a través del medio y de los formatos que defina el administrador de la subasta.

5.6. Ronda cero (0)

La subasta se iniciará con la ronda cero (0), en la cual tendrán lugar los siguientes eventos:



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- a) Para cada producto el subastador hará público el precio de inicio de la subasta y la cantidad total de energía ofrecida a ese precio, en los términos de la Tabla 4 de este Anexo.

Tabla 4. Oferta del producto $C1_f$ al menor precio de reserva

Oferta, $O_{C1_f}(p_{C1_f}^r)$	Precio, $p_{C1_f}^r$
0	$0 < p_{C1_f}^0 < PR_{C1_f,s1}$
$O_{C1_f,s1}$	$p_{C1_f,d}^0 = PR_{C1_f,s1}$

Donde:

$O_{C1_f}(p_{C1_f}^r)$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{C1_f}^r$. Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{C1_f}^r$: Precio del producto $C1_f$ durante la ronda r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$O_{C1_f,s1}$: Cantidad total de energía del producto $C1_f$ ofrecida en la subasta por parte de los vendedores $s1$, siendo $s1$ los vendedores habilitados que hayan declarado $PR_{C1_f,s1}$ como precio de reserva del producto $C1_f$. Este valor se expresará en MBTUD.

$PR_{C1_f,s1}$: Menor precio de reserva del producto $C1_f$. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- b) Una vez se publique la información a la que se hace referencia en el literal a) de este numeral, y durante el tiempo que determine el subastador, cada comprador habilitado le informará al subastador su demanda de energía de cada producto, para lo cual deberá declarar la información establecida en la Tabla 5 de este Anexo. Esto lo hará a través del medio y del formato que defina el subastador.

Tabla 5. Demanda de energía en la ronda cero (0)

Producto	Cantidad (MBTUD)
$C1_f$	$D_{C1_f,b}^0$

Donde:

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$D_{C1_f,b}^0$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ solicitada en la ronda cero (0) por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.

La demanda solicitada por cada comprador habilitado estará sujeta a que la energía demandada por el comprador habilitado b del producto $C1$ en todos los campos o fuentes de suministro, deberá ser igual o inferior a la demanda máxima declarada por dicho comprador habilitado, así:

$$D_{C1_b} \geq \sum_f D_{C1_f,b}^0$$

En el evento en que una declaración de demanda no se ajuste a lo aquí dispuesto, el sistema de subasta no deberá aceptar la solicitud ingresada por el comprador y solicitarle que sea ajustada.

- c) Si el subastador encuentra que para cada producto ofrecido al precio de reserva $PR_{C1_f,s1}$ la oferta es igual o superior a la demanda por el mismo, la subasta terminará en la ronda cero (0). En este caso, a cada comprador habilitado b se le adjudicará la cantidad de energía de cada producto que él demandó, $D_{C1_f,b}^0$, al respectivo precio de inicio, $PR_{C1_f,s1}$. Para estos efectos el subastador dará cumplimiento a lo dispuesto en los numerales 5.10 y 5.11 de este Anexo.

Si la demanda de uno o más productos es superior a la cantidad ofrecida a los precios de reserva $PR_{C1_f,s1}$, la subasta continuará. En este caso, el subastador continuará la subasta, dando aplicación a lo señalado en los numerales 5.7 a 5.11 de este Anexo.

5.7. Información al final de cada ronda

Al final de cada ronda r de la subasta, el subastador hará pública la siguiente información para cada producto:

- Si hay o no exceso de demanda.
- Precio de cierre de la siguiente ronda, $p_{C1_f}^{r+1}$.
- Oferta de gas, $O_{C1_f}(p_{C1_f}^{r+1})$, al precio de cierre de la siguiente ronda, $p_{C1_f}^{r+1}$.
- Duración de la siguiente ronda.

5.8. Reglas de actividad

Las demandas presentadas por los compradores habilitados, a partir de la ronda 1, estarán sujetas a las siguientes reglas de actividad:



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- a) Regla de actividad de los compradores habilitados: la demanda total de cada uno de estos compradores deberá mantenerse o reducirse en la medida en que avanza la subasta, así:

$$\sum_f D_{C1_f,b}^r \geq \sum_f D_{C1_f,b}^{r+1}$$

- b) Regla de actividad de los compradores habilitados que desean retirar demanda b' : cada comprador b' , entendido como aquel que en la ronda $r + 1$ solicite una cantidad de energía del producto $C1_f$ inferior a la que solicitó en la ronda r , deberá presentar al subastador el precio $p_{C1_f,b'}^{r+1}$, con el cual no reduciría las cantidades de energía del producto $C1_f$ en la ronda $r + 1$. El precio $p_{C1_f,b'}^{r+1}$, deberá ser mayor al precio de cierre de la ronda r y deberá ser mayor o igual al último precio presentado por el comprador b' para dicho producto. En caso de que el comprador b' no presente el mencionado precio $p_{C1_f,b'}^{r+1}$, el subastador entenderá que dicho precio es igual al precio de cierre de la ronda $r + 1$. El precio $p_{C1_f,b'}^{r+1}$, no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

- c) Regla de control de exceso de oferta: durante la subasta se controlará que la demanda de energía de un producto por parte de los compradores habilitados no se reduzca, de una ronda a otra, en una cantidad tal que se genere un exceso de oferta. Para esto el subastador dará aplicación a este procedimiento en cada ronda de la subasta:

- i. Calculará el valor del exceso de demanda $ED_{C1_f}^r$ de la siguiente manera:

$$ED_{C1_f}^r = \max \left[\sum_b D_{C1_f,b}^r - O_{C1_f}(p_{C1_f}^r), 0 \right]$$

Donde:

$ED_{C1_f}^r$: Exceso de demanda de energía del producto $C1_f$ en la ronda r . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{C1_f,b}^r$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ solicitada en la ronda r por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{C1_f}(p_{C1_f}^r)$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{C1_f}^r$. Este valor se expresará en MBTUD.

r : Número de la ronda de la subasta.

- ii. Verificará si se cumple la siguiente condición:

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$$ED_{C1_f}^r < \sum_b (D_{C1_f,b}^r - D_{C1_f,b}^{r+1})$$

- iii. Si no se cumple la condición anterior no habrá exceso de oferta y por tanto no habrá lugar a aplicar lo dispuesto en el resto de este literal.
- iv. Si se cumple la condición del numeral ii, calculará el exceso de oferta $EO_{C1_f}^{r+1}$ de la siguiente manera:

$$EO_{C1_f}^{r+1} = O_{C1_f} (p_{C1_f}^{r+1}) - \sum_b D_{C1_f,b}^{r+1}$$

Donde:

$EO_{C1_f}^{r+1}$: Exceso de oferta de energía del producto $C1_f$ en la ronda $r + 1$. Este valor se expresará en MBTUD.

- v. Eliminará el exceso de oferta $EO_{C1_f}^{r+1}$, para lo cual a cada comprador b' le asignará, además de la cantidad $D_{C1_f,b'}^{r+1}$, una cantidad de energía $\widehat{D}_{C1_f,b'}^{r+1}$, conforme se establece en la Tabla 6 de este Anexo:

Tabla 6. Regla exceso de oferta del producto $C1_f$

b'	Cantidad de gas, $\widehat{D}_{C1_f,b'}^{r+1}$
b_1'	Si $[EO_{C1_f}^{r+1} - (D_{C1_f,b_1'}^r - D_{C1_f,b_1'}^{r+1})] > 0$, a b_1' se le asigna $(D_{C1_f,b_1'}^r - D_{C1_f,b_1'}^{r+1})$ Si no, se le asigna $EO_{C1_f}^{r+1}$
b_2'	Si $[EO_{C1_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^2 (D_{C1_f,b_i'}^r - D_{C1_f,b_i'}^{r+1})] > 0$, a b_2' se le asigna $(D_{C1_f,b_2'}^r - D_{C1_f,b_2'}^{r+1})$ Si no, se le asigna $\text{Máx} [EO_{C1_f}^{r+1} - (D_{C1_f,b_1'}^r - D_{C1_f,b_1'}^{r+1}), 0]$
b_3'	Si $[EO_{C1_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^3 (D_{C1_f,b_i'}^r - D_{C1_f,b_i'}^{r+1})] > 0$, a b_3' se le asigna $(D_{C1_f,b_3'}^r - D_{C1_f,b_3'}^{r+1})$ Si no, se le asigna $\text{Máx} [EO_{C1_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^2 (D_{C1_f,b_i'}^r - D_{C1_f,b_i'}^{r+1}), 0]$
...	...
b_m'	Si $[EO_{C1_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^m (D_{C1_f,b_i'}^r - D_{C1_f,b_i'}^{r+1})] > 0$,

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

	$a_{b_m'}$ se le asigna $(D_{C1_f, b_m'}^r - D_{C1_f, b_m'}^{r+1})$
	Si no, se le asigna $\text{Máx} \left[EO_{C1_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^{m-1} (D_{C1_f, b_i'}^r - D_{C1_f, b_i'}^{r+1}), 0 \right]$

Donde:

$\widehat{D}_{C1_f, b_i'}^{r+1}$: Cantidad adicional de energía del producto $C1_f$ asignada al comprador b_i' en la ronda $r + 1$, al precio $p_{C1_f, b_i'}^{r+1}$. Este valor se expresará en MBTUD.

b_1' : Comprador habilitado con el mayor precio, $p_{C1_f, b_1'}^{r+1}$.

b_m' : Comprador habilitado con el menor precio, $p_{C1_f, b_m'}^{r+1}$.

b_2' a b_{m-1}' : Compradores habilitados con precios $p_{C1_f, b_i'}^{r+1}$ menores a $p_{C1_f, b_1'}^{r+1}$ y mayores a $p_{C1_f, b_m'}^{r+1}$, organizados de manera descendente de acuerdo con los precios declarados.

d) Regla de convergencia: En caso de que el exceso de demanda de energía de un producto $C1_f$ sea inferior a 100 MBTUD se considerará, para efectos del cierre de la subasta, que para este producto $C1_f$ no hay exceso de demanda. En este caso al finalizar la subasta las cantidades demandadas que exceden la $O_{C1_f}(p_{C1_f}^r)$ se asignarán, o se racionarán, de acuerdo con las siguientes reglas:

i. A los vendedores habilitados, comenzando con el que declaró el menor precio de reserva, PR_{C1_f, s_1} , y finalizando con el que declaró el mayor precio de reserva, PR_{C1_f, s_q} , se les dará la opción de ofrecer una cantidad tal que se elimine el exceso de demanda al precio de cierre de la subasta para el producto $C1_f$. Siendo s_q los vendedores habilitados que hayan declarado PR_{C1_f, s_q} como precio de reserva del producto $C1_f$.

ii. En caso de que ningún vendedor habilitado ofrezca la cantidad de energía que elimine el exceso de demanda, este exceso se eliminará racionando a los compradores habilitados a prorrata de las asignaciones del producto $C1_f$.

5.9. Regla de terminación de la subasta

La subasta se terminará en la ronda n cuando para ninguno de los productos se presente exceso de demanda. A cada comprador habilitado se le adjudicará una cantidad igual a la suma de $D_{C1_f, b_i'}^n$ y $\widehat{D}_{C1_f, b_i'}^n$. La cantidad $D_{C1_f, b_i'}^n$ se le asignará al

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

precio de cierre de la ronda n , $p_{C1_f}^n$, y la cantidad $\bar{D}_{C1_f,b}^n$, se le asignará al precio $p_{C1_f,b}^n$.

5.10. Reglas de racionamiento

- a) Regla de asignación para los vendedores habilitados que presenten el precio de reserva $PR_{C1_f,s1}$: Si para el producto $C1_f$ se presenta exceso de oferta desde la ronda cero (0) hasta la ronda n , a cada vendedor habilitado con precio de reserva $PR_{C1_f,s1}$ que ofrezca dicho producto se le racionará una cantidad tal que se elimine el exceso de oferta, así:

$$\bar{O}_{C1_f,s} = O_{C1_f,s} \times \frac{\sum_b D_{C1_f,b}^n}{O_{C1_f}(p_{C1_f}^n)}$$

Donde:

$\bar{O}_{C1_f,s}$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ asignada para la venta al vendedor habilitado s . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{C1_f,s}$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ ofrecida en la subasta por parte del vendedor s . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{C1_f,b}^n$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ solicitada en la ronda n por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{C1_f}(p_{C1_f}^n)$: Cantidad de energía del producto $C1_f$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{C1_f}^n$. Este valor se expresará en MBTUD.

- b) Regla de asignación para los vendedores habilitados con precio de reserva igual a $p_{C1_f}^n$: si el precio de cierre de la ronda n , $p_{C1_f}^n$, es igual al precio de reserva de un vendedor habilitado y si como consecuencia de esto se genera un exceso de oferta en dicha ronda, al vendedor habilitado con el mencionado precio de reserva se le racionará una cantidad tal que se elimine el exceso de oferta. En caso de que dicho precio de reserva corresponda a más de un vendedor habilitado se asignarán las cantidades de gas ofrecidas por los vendedores hasta su totalidad, a cada vendedor habilitado según el orden cronológico de la declaración de su precio de reserva al administrador de las subastas, de acuerdo con el literal b) del numeral 4.5 del presente anexo, hasta que se elimine el exceso de oferta.

5.11. Regla de minimización de contratos

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Tras la terminación de la subasta, el administrador de la subasta definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de la subasta:

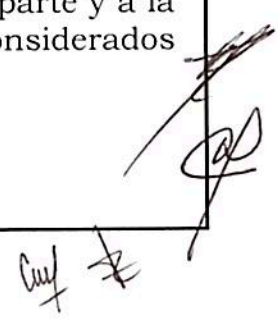
- a) Hará una lista de los vendedores habilitados del producto C1_f, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.
- b) Hará una lista de los compradores habilitados del producto C1_f, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.
- c) Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador habilitado de la lista suscribirá un contrato con el primer vendedor habilitado de la lista. Los siguientes compradores habilitados en la lista suscribirán contratos con los vendedores habilitados con las mayores cantidades residuales del producto C1_f. Si a un comprador habilitado se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor habilitado, el administrador de la subasta determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los literales a) y b) anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de la subasta expedirá los correspondientes certificados de asignación de cada uno de los productos.

5.12. Regla de suscripción de los contratos

Una vez la Dirección Ejecutiva publique el informe de que trata el literal g) del numeral 4.2 de este Anexo, y si en él el auditor de la subasta establece que se dio cumplimiento a la regulación vigente aplicable a la subasta, los compradores y vendedores contarán hasta con siete (7) días hábiles para tener sus contratos debidamente suscritos ante el gestor del mercado. Para estos efectos, las partes podrán acordar de mutuo acuerdo las garantías contractuales, y en caso tal de no llegar a un acuerdo se deberán constituir los mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 7.1.1 de este Anexo. En estos contratos se deberán reflejar los resultados de la subasta.

Los vendedores y los compradores serán responsables de verificar la idoneidad de sus contrapartes, de acuerdo con los criterios objetivos que cada uno de ellos publique tres (3) semanas antes de la negociación mediante subasta. Los vendedores y los compradores sólo podrán abstenerse de suscribir un contrato cuando dicha verificación revele que su contraparte no cumple los mencionados criterios, caso en el cual deberán informarlo y soportarlo a la contraparte y a la autoridad competente, si fuera el caso; sólo estos eventos no serán considerados un incumplimiento.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

6. Procedimiento de la subasta de contratos de suministro C2

6.1. Tipo de subasta

Subasta simultánea de “reloj ascendente”.

6.2. Productos

Los productos, $C2_f$, que se negociarán mediante la subasta tendrán los siguientes atributos:

- c) Modalidad contractual, $C2$: de acuerdo con lo dispuesto en el literal B del Artículo 26 de esta Resolución, en la subasta sólo se negociarán contratos de suministro $C2$, con duración de un (1) año para el año t . La fecha de inicio será el 1° de diciembre del año calendario en que se realiza la subasta y la fecha de terminación será el 30 de noviembre del año calendario siguiente.
- d) Fuente, f : se deberá especificar el punto de entrega del gas natural. 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.

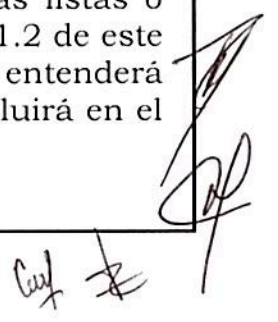
6.3. Tamaño de los productos

La cantidad de energía ofrecida por cada vendedor, bajo cada modalidad contractual, $C2$, corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD y deberá corresponder a lo estipulado en el numeral 3 del literal B del Artículo 26.

6.4. Participación de los vendedores.

Con una antelación a la subasta de suministro $C2$ no menor a un (1) día hábil, el administrador de la subasta determinará y notificará la oferta de producto $C2$ para cada uno de los vendedores de que trata el Artículo 17, con base en lo estipulado en el Artículo 27. Asimismo, el administrador de la subasta calculará y publicará el porcentaje de firmeza mínima de los contratos de suministro $C2$, con base en las cantidades asignadas de contratos de suministro $C1$, para cada vendedor y por cada campo o punto de entrada. La firmeza mínima corresponderá a la parte firme fija (75%) más la parte de la opción de venta que no dependa de la ejecución de la parte variable de contratos de suministro $C1$.

El administrador de la subasta deberá verificar que las cantidades a ofrecer en contratos de suministro $C2$ estén enmarcadas dentro los mecanismos de cubrimiento entregados por cada vendedor se ajusten a lo dispuesto en el numeral 7 de este Anexo y que el vendedor no se encuentre en las listas o reportes asociados con actividades ilícitas de que trata el numeral 7.1.2 de este Anexo. Si se cumplen estos requisitos, el administrador de la subasta entenderá que es un vendedor habilitado para participar en la subasta y lo incluirá en el documento de que trata el literal j) del numeral 4.1 de este Anexo.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

En el evento en que una oferta no se ajuste a lo aquí dispuesto el administrador de la subasta lo pondrá en conocimiento del vendedor respectivo, el cual dispondrá de 24 horas, contadas a partir del momento en que el administrador de la subasta lo haya informado, para la corrección correspondiente. Si cumplido este plazo el administrador de la subasta no recibe la oferta debidamente ajustada, éste entenderá que el vendedor no participará en la subasta.

La información señalada en este numeral deberá ser presentada a través del medio y de los formatos que defina el administrador de la subasta.

6.5. Declaración de interés de los compradores

A más tardar un (1) día hábil antes de la subasta, cada uno de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución, con excepción de los agentes térmicos, deberá declarar ante el administrador de la subasta la máxima cantidad de energía que está dispuesto a comprar mediante contratos de suministro **C2**. Para estos efectos deberá presentar al administrador de la subasta la información señalada en la Tabla 7 de este Anexo.

Tabla 7. Declaración de la demanda máxima

Modalidad contractual	Demanda máxima
C2	D_{C2_b}

Donde:

D_{C2_b} : Máxima cantidad de energía que será demandada en la subasta de contratos de suministro **C2** por parte del comprador *b*. Este valor se expresará en MBTUD, deberá corresponder a un múltiplo entero de un (1) MBTUD y deberá ser igual o mayor a cien (100) MBTUD.

b: Comprador al que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución y que hace la declaración respectiva.

Esta declaración deberá estar enmarcada dentro de los mecanismos de cubrimiento y de los formatos diligenciados de que tratan los numerales 7 y 7.1.2 de este Anexo.

El administrador de la subasta deberá verificar que las cantidades declaradas por los compradores del presente numeral cuenten con garantías de respaldo conforme a los mecanismos de cubrimiento entregados por cada comprador según lo dispuesto en el numeral 7 de este Anexo.

Previamente el administrador de las subastas deberá haber verificado que el comprador no se encuentre en las listas o reportes asociados con actividades ilícitas de que trata el numeral 7.1.2 de este Anexo, y que los sistemas computacionales y de comunicación requeridos por cada comprador funcionan adecuadamente según lo dispuesto en el literal i) del numeral 4.1 de este Anexo.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Si se cumplen los requisitos anteriores, el administrador de la subasta entenderá que es un comprador habilitado para participar en la subasta y lo mantendrá en el documento de que trata el literal j) del numeral 4.1 de este Anexo.

En el evento en que una declaración de demanda máxima no se ajuste a lo aquí dispuesto el administrador de la subasta lo pondrá en conocimiento del comprador respectivo, el cual dispondrá de 24 horas, contadas a partir del momento en que el administrador de la subasta lo haya informado, para la corrección correspondiente. Si cumplido este plazo el administrador de la subasta no recibe la declaración debidamente ajustada, éste entenderá que el comprador no participará en la subasta.

La información señalada en este numeral deberá ser presentada a través del medio y de los formatos que defina el administrador de la subasta.

6.6. Ronda cero (0)

La subasta se iniciará con la ronda cero (0), en la cual tendrán lugar los siguientes eventos:

- a) Para cada producto el subastador hará público el precio de inicio de la subasta y la cantidad total de energía ofrecida a ese precio, en los términos de la Tabla 8 de este Anexo.

Tabla 8. Oferta del producto $C2_f$ al menor precio de reserva

Oferta, $O_{C2_f}(p_{C2_f}^r)$	Precio, $p_{C2_f}^r$
0	$0 < p_{C2_f}^0 < PR_{C2_f,s1}$
$O_{C2_f,s1}$	$p_{C2_f,d}^0 = PR_{C2_f,s1}$

Donde:

$O_{C2_f}(p_{C2_f}^r)$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{C2_f}^r$. Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{C2_f}^r$: Precio del producto $C2_f$ durante la ronda r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$O_{C2_f,s1}$: Cantidad total de energía del producto $C2_f$ ofrecida en la subasta por parte de los vendedores $s1$, siendo $s1$ los vendedores habilitados que hayan declarado $PR_{C2_f,s1}$ como precio de reserva del producto $C2_f$. Este valor se expresará en MBTUD.

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$PR_{C2f,s1}$: Menor precio de reserva del producto $C2_f$. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- b) Una vez se publique la información a la que se hace referencia en el literal a) de este numeral, y durante el tiempo que determine el subastador, cada comprador habilitado le informará al subastador su demanda de energía de cada producto, para lo cual deberá declarar la información establecida en la Tabla 9 de este Anexo. Esto lo hará a través del medio y del formato que defina el subastador.

Tabla 9. Demanda de energía en la ronda cero (0)

Producto	Cantidad (MBTUD)
$C2_f$	$D_{C2f,b}^0$

Donde:

$D_{C2f,b}^0$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ solicitada en la ronda cero (0) por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.

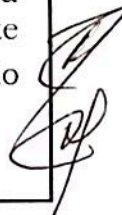
La demanda solicitada por cada comprador habilitado estará sujeta a que la energía demandada por el comprador habilitado b del producto $C2$ en todos los campos o fuentes de suministro, deberá ser igual o inferior a la demanda máxima declarada por dicho comprador habilitado, así:

$$D_{C2,b} \geq \sum_f D_{C2f,b}^0$$

En el evento en que una declaración de demanda no se ajuste a lo aquí dispuesto, el subastador entenderá que el comprador habilitado se retiró de la subasta.

- c) Si el subastador encuentra que para cada producto ofrecido al precio de reserva $PR_{C2f,s1}$ la oferta es igual o superior a la demanda por el mismo, la subasta terminará en la ronda cero (0). En este caso, a cada comprador habilitado b se le adjudicará la cantidad de energía de cada producto que él demandó, $D_{C2f,b}^0$, al respectivo precio de inicio, $PR_{C2f,s1}$. Para estos efectos el subastador dará cumplimiento a lo dispuesto en los numerales 6.10 y 6.11 de este Anexo.

Si la demanda de uno o más productos es superior a la cantidad ofrecida a los precios de reserva $PR_{C2f,s1}$, la subasta continuará. En este caso, el subastador continuará la subasta, dando aplicación a lo señalado en los numerales 6.7 a 6.11 de este Anexo.

Caf 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

6.7. Información al final de cada ronda

Al final de cada ronda r de la subasta, el subastador hará pública la siguiente información para cada producto:

- Si hay o no exceso de demanda.
- Precio de cierre de la siguiente ronda, $p_{C2_f}^{r+1}$.
- Oferta de gas, $O_{C2_f}(p_{C1_f}^{r+1})$, al precio de cierre de la siguiente ronda, $p_{C2_f}^{r+1}$.
- Duración de la siguiente ronda.

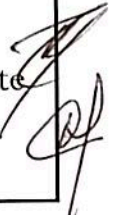
6.8. Reglas de actividad

Las demandas presentadas por los compradores habilitados, a partir de la ronda 1, estarán sujetas a las siguientes reglas de actividad:

- Regla de actividad de los compradores habilitados: la demanda total de cada uno de estos compradores deberá mantenerse o reducirse en la medida en que avanza la subasta, así:

$$\sum_f D_{C2_f,b}^r \geq \sum_f D_{C2_f,b}^{r+1}$$

- Regla de actividad de los compradores habilitados que desean retirar demanda b' : cada comprador b' , entendido como aquel que en la ronda $r + 1$ solicite una cantidad de energía del producto $C2_f$ inferior a la que solicitó en la ronda r , deberá presentar al subastador el precio $p_{C2_f,b'}^{r+1}$ con el cual no reduciría las cantidades de energía del producto $C2_f$ en la ronda $r + 1$. El precio $p_{C2_f,b'}^{r+1}$ deberá ser mayor al precio de cierre de la ronda r y deberá ser mayor o igual al último precio presentado por el comprador b' para dicho producto. En caso de que el comprador b' no presente el mencionado precio $p_{C2_f,b'}^{r+1}$, el subastador entenderá que dicho precio es igual al precio de cierre de la ronda $r + 1$. El precio $p_{C2_f,b'}^{r+1}$ no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.
- Regla de control de exceso de oferta: durante la subasta se controlará que la demanda de energía de un producto por parte de los compradores habilitados no se reduzca, de una ronda a otra, en una cantidad tal que se genere un exceso de oferta. Para esto el subastador dará aplicación a este procedimiento en cada ronda de la subasta:
 - Calculará el valor del exceso de demanda $ED_{C2_f}^r$ de la siguiente manera:

Cuf 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$$ED_{C2_f}^r = \max \left[\sum_b D_{C2_f,b}^r - O_{C2_f}(p_{C2_f}^r), 0 \right]$$

Donde:

$ED_{C2_f}^r$: Exceso de demanda de energía del producto $C2_f$ en la ronda r . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{C2_f,b}^r$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ solicitada en la ronda r por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{C2_f}(p_{C2_f}^r)$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{C2_f}^r$. Este valor se expresará en MBTUD.

r : Número de la ronda de la subasta.

ii. Verificará si se cumple la siguiente condición:

$$ED_{C2_f}^r < \sum_b (D_{C2_f,b}^r - D_{C2_f,b}^{r+1})$$

iii. Si no se cumple la condición anterior no habrá exceso de oferta y por tanto no habrá lugar a aplicar lo dispuesto en el resto de este literal.

iv. Si se cumple la condición del numeral ii, calculará el exceso de oferta $EO_{C2_f}^{r+1}$ de la siguiente manera:

$$EO_{C2_f}^{r+1} = O_{C2_f}(p_{C2_f}^{r+1}) - \sum_b D_{C2_f,b}^{r+1}$$

Donde:

$EO_{C2_f}^{r+1}$: Exceso de oferta de energía del producto $C2_f$ en la ronda $r + 1$. Este valor se expresará en MBTUD.

v. Eliminará el exceso de oferta $EO_{C2_f}^{r+1}$, para lo cual a cada comprador b' le asignará, además de la cantidad $D_{C2_f,b'}^{r+1}$, una cantidad de energía $\hat{D}_{C2_f,b'}^{r+1}$, conforme se establece en la Tabla 10 de este Anexo:

Cuf 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Tabla 10. Regla exceso de oferta del producto C2_f

b'	Cantidad de gas, $\widehat{D}_{C2_f, b'}^{r+1}$
b_1'	<p>Si $\left[EO_{C2_f}^{r+1} - \left(D_{C2_f, b_1'}^r - D_{C2_f, b_1'}^{r+1}\right)\right] > 0$,</p> <p>a b_1' se le asigna $\left(D_{C2_f, b_1'}^r - D_{C2_f, b_1'}^{r+1}\right)$</p> <p>Si no, se le asigna $EO_{C2_f}^{r+1}$</p>
b_2'	<p>Si $\left[EO_{C2_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^2 \left(D_{C2_f, b_i'}^r - D_{C2_f, b_i'}^{r+1}\right)\right] > 0$,</p> <p>a b_2' se le asigna $\left(D_{C2_f, b_2'}^r - D_{C2_f, b_2'}^{r+1}\right)$</p> <p>Si no, se le asigna $Máx \left[EO_{C2_f}^{r+1} - \left(D_{C2_f, b_1'}^r - D_{C2_f, b_1'}^{r+1}\right), 0\right]$</p>
b_3'	<p>Si $\left[EO_{C2_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^3 \left(D_{C2_f, b_i'}^r - D_{C2_f, b_i'}^{r+1}\right)\right] > 0$,</p> <p>a b_3' se le asigna $\left(D_{C2_f, b_3'}^r - D_{C2_f, b_3'}^{r+1}\right)$</p> <p>Si no, se le asigna $Máx \left[EO_{C2_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^2 \left(D_{C2_f, b_i'}^r - D_{C2_f, b_i'}^{r+1}\right), 0\right]$</p>
...	...
b_m'	<p>Si $\left[EO_{C2_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^m \left(D_{C2_f, b_i'}^r - D_{C2_f, b_i'}^{r+1}\right)\right] > 0$,</p> <p>a b_m' se le asigna $\left(D_{C2_f, b_m'}^r - D_{C2_f, b_m'}^{r+1}\right)$</p> <p>Si no, se le asigna $Máx \left[EO_{C2_f}^{r+1} - \sum_{i=1}^{m-1} \left(D_{C2_f, b_i'}^r - D_{C2_f, b_i'}^{r+1}\right), 0\right]$</p>

Donde:

$\widehat{D}_{C2_f, b'}^{r+1}$: Cantidad adicional de energía del producto C2_f asignada al comprador b' en la ronda $r + 1$, al precio $p_{C2_f, b'}^{r+1}$. Este valor se expresará en MBTUD.

b_1' : Comprador habilitado con el mayor precio, $p_{C2_f, b_1'}^{r+1}$.

b_m' : Comprador habilitado con el menor precio, $p_{C2_f, b_m'}^{r+1}$.

b_2' a b_{m-1}' : Compradores habilitados con precios $p_{C2_f, b_i'}^{r+1}$, menores a $p_{C2_f, b_1'}^{r+1}$ y menores a $p_{C2_f, b_m'}^{r+1}$, organizados de manera descendente de acuerdo con los precios declarados.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- d) Regla de convergencia: En caso de que el exceso de demanda de energía de un producto $C2_f$ sea inferior a 100 MBTUD se considerará, para efectos del cierre de la subasta, que para este producto $C2_f$ no hay exceso de demanda. En este caso al finalizar la subasta las cantidades demandadas que exceden la $O_{C2_f}(p_{C2_f}^r)$ se asignarán, o se racionarán, de acuerdo con las siguientes reglas:
- i. A los vendedores habilitados, comenzando con el que declaró el menor precio de reserva, $PR_{C2_f,s1}$, y finalizando con el que declaró el mayor precio de reserva, $PR_{C2_f,sq}$, se les dará la opción de ofrecer una cantidad tal que se elimine el exceso de demanda al precio de cierre de la subasta para el producto $C2_f$. Siendo sq los vendedores habilitados que hayan declarado $PR_{C2_f,sq}$ como precio de reserva del producto $C2_f$.
 - ii. En caso de que ningún vendedor habilitado ofrezca la cantidad de energía que elimine el exceso de demanda, este exceso se eliminará racionando a los compradores habilitados a prorrata de las asignaciones del producto $C2_f$.

6.9. Regla de terminación de la subasta

La subasta se terminará en la ronda n cuando para ninguno de los productos se presente exceso de demanda. A cada comprador habilitado se le adjudicará una cantidad igual a la suma de $D_{C2_f,b'}^n$ y $\widehat{D}_{C2_f,b'}^n$. La cantidad $D_{C2_f,b'}^n$ se le asignará al precio de cierre de la ronda n , $p_{C2_f}^n$, y la cantidad $\widehat{D}_{C2_f,b'}^n$ se le asignará al precio $p_{C2_f,b'}^n$.

6.10. Reglas de racionamiento

- a) Regla de asignación para los vendedores habilitados que presenten el precio de reserva $PR_{C2_f,s1}$: Si para el producto $C2_f$ se presenta exceso de oferta desde la ronda cero (0) hasta la ronda n , a cada vendedor habilitado con precio de reserva $PR_{C2_f,s1}$ que ofrezca dicho producto se le racionará una cantidad tal que se elimine el exceso de oferta, así:

$$\bar{O}_{C2_f,s} = O_{C2_f,s} \times \frac{\sum_b D_{C2_f,b}^n}{O_{C2_f}(p_{C2_f}^n)}$$

Donde:

$\bar{O}_{C2_f,s}$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ asignada para la venta al vendedor habilitado s . Este valor se expresará en MBTUD.


Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- $O_{C2_f,s}$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ ofrecida en la subasta por parte del vendedor s . Este valor se expresará en MBTUD.
- $D_{C2_f,b}^n$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ solicitada en la ronda n por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.
- $O_{C2_f}(p_{C2_f}^n)$: Cantidad de energía del producto $C2_f$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{C2_f}^n$. Este valor se expresará en MBTUD.
- b) Regla de asignación para los vendedores habilitados con precio de reserva igual a $p_{C2_f}^n$: si el precio de cierre de la ronda n , $p_{C2_f}^n$, es igual al precio de reserva de un vendedor habilitado y si como consecuencia de esto se genera un exceso de oferta en dicha ronda, al vendedor habilitado con el mencionado precio de reserva se le racionará una cantidad tal que se elimine el exceso de oferta. En caso de que dicho precio de reserva corresponda a más de un vendedor habilitado, la cantidad racionada a cada uno para eliminar el exceso de oferta se estimará a prorrata de la cantidad de energía ofrecida por cada uno de estos vendedores.

6.11. Regla de minimización de contratos

Tras la terminación de la subasta, el administrador de la subasta definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de la subasta:

- a) Hará una lista de los vendedores habilitados del producto $C2_f$, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.
- b) Hará una lista de los compradores habilitados del producto $C2_f$, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.
- c) Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador habilitado de la lista suscribirá un contrato con el primer vendedor habilitado de la lista. Los siguientes compradores habilitados en la lista suscribirán contratos con los vendedores habilitados con las mayores cantidades residuales del producto $C2_f$. Si a un comprador habilitado se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor habilitado, el administrador de la subasta determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los literales a) y b) anteriores.



Cual

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Una vez surtido este proceso, el administrador de la subasta expedirá los correspondientes certificados de asignación de cada uno de los productos.

6.12. Regla de suscripción de los contratos

Una vez la Dirección Ejecutiva publique el informe de que trata el literal g) del numeral 4.2 de este Anexo, y si en él el auditor de la subasta establece que se dio cumplimiento a la regulación vigente aplicable a la subasta, los compradores y vendedores contarán hasta con siete (7) días hábiles para tener sus contratos debidamente suscritos ante el gestor del mercado. Para estos efectos, las partes podrán acordar de mutuo acuerdo las garantías contractuales, y en caso tal de no llegar a un acuerdo se deberán constituir los mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 7.1.1 de este Anexo. En estos contratos se deberán reflejar los resultados de la subasta.

Los vendedores y los compradores serán responsables de verificar la idoneidad de sus contrapartes, de acuerdo con los criterios objetivos que cada uno de ellos publique tres (3) semanas antes de la negociación mediante subasta. Los vendedores y los compradores sólo podrán abstenerse de suscribir un contrato cuando dicha verificación revele que su contraparte no cumple los mencionados criterios, caso en el cual deberán informarlo y soportarlo a la contraparte y a la autoridad competente, si fuera el caso; sólo estos eventos no serán considerados un incumplimiento.

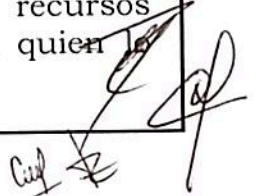
7. Mecanismos de cubrimiento y de verificación de idoneidad

7.1. Mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas

Cada comprador deberá presentar al administrador de la subasta los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas de suministro C1 y/o C2 que cubran: i) el riesgo de que el comprador no participe en la respectiva subasta; y ii) el riesgo de que el comprador que resulte con asignaciones en la respectiva subasta no suscriba el respectivo contrato y/o presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 7.1.1 de este Anexo.

Cada vendedor deberá presentar al administrador de la subasta los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas que cubran: i) el riesgo de que el vendedor que resulte con asignaciones en la subasta suscriba el respectivo contrato y/o no presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 7.1.1 de este Anexo.

El administrador de la subasta administrará los mecanismos de cubrimiento para participar en cada una de las subastas a través de un instrumento fiduciario regido por los criterios definidos por la Comisión en la Resolución CREG 163 de 2014. Este instrumento fiduciario recibirá y aprobará los mecanismos de cubrimiento, fungirá como su depositario, los ejecutará según instrucciones del administrador de la subasta y transferirá los recursos provenientes de la ejecución de los mecanismos de cubrimiento a quien



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

indique el administrador de la subasta. Una vez el administrador de la subasta defina dicho instrumento, se lo informará a los participantes del mercado.

Al adoptar las reglas sobre los mecanismos de cubrimiento la CREG dejará en claro que los destinatarios de los recursos provenientes de la ejecución de los mecanismos de cubrimiento serán exclusivamente las partes afectadas.

La propuesta de los productores-comercializadores en relación con los mecanismos de cubrimiento a los que se hace referencia en los dos (2) primeros incisos de este numeral deberá contemplar lo siguiente:

- a) Mecanismos admisibles de cubrimiento para participar en la subasta.
- b) Determinación del valor de la cobertura para participar en la subasta.

7.1.1. Mecanismos de cubrimiento para el cumplimiento

Cada comprador y cada vendedor deberá presentar a su contraparte los mecanismos de cubrimiento para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la subasta de suministro C1 y/o de la subasta de suministro C2 respectivamente. Estos mecanismos de cubrimiento se deberán sujetar a las reglas establecidas por la CREG mediante la Resolución CREG 065 de 2015 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

La propuesta de los productores-comercializadores en relación con los mecanismos de cubrimiento a los que se refiere este numeral deberá contemplar lo siguiente:

- a) Mecanismos admisibles de cubrimiento para el cumplimiento de las asignaciones que resulten en cada subasta.
- b) Determinación del valor de la cobertura para el cumplimiento de las asignaciones que resulten en cada subasta.


7.1.2. Criterios de verificación de idoneidad

La propuesta de los productores-comercializadores en relación con los criterios de verificación de idoneidad de los vendedores y de los compradores deberá contemplar lo siguiente:

- a) Formato para la declaración del origen de bienes y de los fondos para el desarrollo de su actividad.
- b) Formatos para la declaración de que el comprador o el vendedor no se encuentran en listas o reportes asociados con actividades ilícitas.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 6

Reglamento de las subastas del proceso úselo o véndalo de largo plazo

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación de capacidad de transporte de gas natural mediante subastas, según lo dispuesto en el Artículo 43 de esta Resolución.

2. Definiciones

Administrador de las subastas: persona natural o jurídica encargada de organizar las subastas.

Año t : corresponderá al año que inicia el 1 de diciembre del año calendario en que se realizan las subastas y termina el 30 de noviembre del año calendario siguiente.

Año $t + 4$: corresponderá al año que inicia el 1 de diciembre del cuarto año calendario siguiente al año calendario en que se realizan las subastas y termina el 30 de noviembre del quinto año calendario siguiente al año calendario en que se realizan las subastas.

AOM: gastos de administración, operación y mantenimiento reconocidos por la regulación mediante resolución de aprobación de cargos regulados por servicio de transporte.

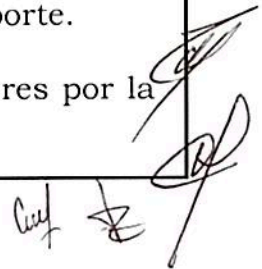
Auditor de las subastas: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de las subastas para auditar el desarrollo de las mismas.

Capacidad excedentaria: diferencia positiva para el año t entre la capacidad firme de transporte contratada por cada uno de los titulares, expresada en KPCD, y el máximo entre la cantidad de energía contratada por los mismos titulares y la energía total que será demandada por estos, expresada en su equivalente en KPCD. La cantidad total de energía que será demandada será declarada por el titular de conformidad con lo establecido en el numeral 5.4 de este Anexo.

Compradores: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 18 de esta Resolución que requieren capacidad firme de transporte para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el Artículo 21 de la presente Resolución.

Fecha base: corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud de aprobación de cargos para el respectivo sistema de transporte.

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por la capacidad excedentaria adjudicada a través de las subastas.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en la subasta. Será el precio equivalente de los cargos fijos y variables pactados en los contratos de transporte de los vendedores, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

Producto: capacidad excedentaria de transporte bajo la modalidad contractual firme para una ruta específica, la cual deberá ser la misma para todo el año *t*. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar.

Sistema de subastas: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollarán las subastas que se reglamentan en este Anexo.

Subasta: proceso dinámico de negociación, con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en la ejecución de subastas, que da aplicación al procedimiento de las subastas. Puede ser el administrador de la subasta u otra persona que éste contrate.

Vendedores: son los titulares de la capacidad contratada que, al tener capacidad excedentaria, quedan sujetos a las reglas de las subastas y por ende a suscribir los contratos resultantes de estos procesos.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se registrarán por los siguientes principios:

- a) Eficiencia: el desarrollo de las subastas conducirá a la formación de precios eficientes de cada uno de los productos.
- b) Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente Resolución.
- c) Neutralidad: el diseño de las subastas y el reglamento de las mismas no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.
- d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de las subastas serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

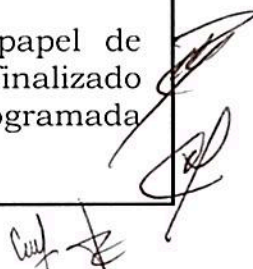
4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

- a) Establecer, operar y mantener el sistema de subastas, el cual deberá estar disponible a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- b) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subastas y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al administrador de las subastas a más tardar 5 días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subastas, así como los canales formales para la comunicación con el administrador de las mismas.

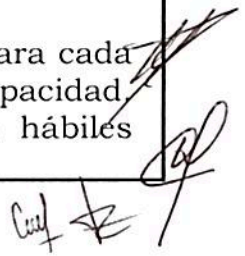
La CREG dará su concepto de no objeción, de tal manera que a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas sean públicos los reglamentos.

- d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subastas a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos Artículo 35 y Artículo 36 de esta Resolución.
- e) Emitir los certificados de capacitación a las personas que la reciban y que demuestren un adecuado manejo y operación del sistema de subastas.
- f) Contratar el auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- g) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- h) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas, a través de una empresa especializada, una auditoría de los sistemas computacionales y de comunicaciones requeridos por cada uno de los compradores, y de sus correspondientes sistemas de respaldo, para verificar su adecuado funcionamiento. Los resultados de esta auditoría deberán ser remitidos al administrador de las subastas y al auditor de las subastas antes de la fecha programada para la realización de las subastas. Los compradores sólo podrán acceder al sistema de subastas desde equipos localizados en el territorio nacional.
- i) Elaborar un documento en el que se señale el nombre de los vendedores y de los compradores, según lo establecido en los literales o) y t) de este numeral. Este documento será confidencial y sólo lo conocerán el subastador y las autoridades competentes. Este documento deberá estar disponible cinco (5) días hábiles antes de la fecha programada para la realización de las subastas.
- j) Entregar al representante legal de cada uno de los compradores la clave de acceso al sistema de subastas. Cada comprador será el único responsable por el uso que sus operadores, funcionarios o cualquier persona hagan de la clave de acceso y deberá velar porque la misma se mantenga y use bajo estricta reserva y seguridad. El administrador de las subastas podrá establecer el uso de firma digital que sustituya las claves de que trata el presente literal.
- k) Suspender las subastas que sean requeridas por el auditor de las subastas o el subastador de conformidad con las disposiciones contenidas en el presente Anexo.
- l) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- m) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de las operaciones realizadas durante el desarrollo de las subastas de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.
- n) Recibir las declaraciones de información sobre suministro de gas natural y sobre capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en el numeral 5.4 de este Anexo.
- o) Determinar las rutas con capacidad excedentaria de transporte por cada uno de los titulares de dicha capacidad. Lo anterior con base en la información de que trata el numeral 5.4 de este Anexo.
- p) Publicar en el BEC la capacidad excedentaria de transporte para cada una de las rutas y por cada uno de los titulares de dicha capacidad. Esta publicación se hará dentro de los quince (15) días hábiles



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

siguientes a la fecha máxima prevista para la suscripción de los contratos que surjan de las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización del mercado primario definidos en la presente Resolución, según el respectivo cronograma.

- q) Recibir y atender los comentarios que puedan presentar los titulares de la capacidad excedentaria calculada y publicada por el administrador de las subastas. Esta actividad se deberá realizar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la publicación de la capacidad excedentaria.
- r) Ajustar los valores de la capacidad excedentaria, si es del caso, con base en los comentarios presentados por los titulares de la misma.
- s) Determinar el precio de reserva para cada uno de los productos a ofrecer en la subasta, conforme a lo establecido en el numeral 5.5 de este Anexo.
- t) Verificar que los interesados en comprar capacidad excedentaria a través de las subastas hayan adquirido cantidades de energía y requieran capacidad firme para transportar dichas cantidades, con base en la información de que trata el numeral 5.4 de este Anexo.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado será el administrador de la subasta.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para las subastas.
- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de las subastas.
- c) Verificar que durante las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de las subastas tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que los vendedores y los compradores no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación, dentro de los dos (2) días hábiles siguientes al hallazgo de estas situaciones.

Cuy

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- f) Solicitar al administrador la suspensión de las subastas cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- g) Remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la finalización de las subastas definidas en el numeral 5.12, un informe en el cual se establezca sin ambigüedades, si se dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a los procesos de subastas establecidos en los numerales 5.7 a 5.12 del presente anexo. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará este informe mediante una circular.

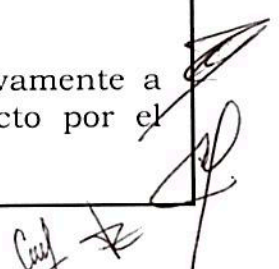
Para los casos en los cuales el auditor de las subastas establezca que en la subasta respectiva no se dio cumplimiento a la regulación, el proceso adelantado no producirá efectos, y se programará la(s) subasta(s) respectiva(s) de nuevo. Lo anterior sin perjuicio de las acciones penales y/o civiles y las actuaciones administrativas a que haya lugar contra las personas que hayan incumplido la regulación.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores de gas natural y de los compradores de capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- b) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios de capacidad excedentaria de transporte, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.9 de este Anexo.
- c) Elaborar la curva de oferta agregada con base en la información de cantidades declaradas por los declarantes de información sobre suministro y sobre capacidad de transporte, según lo establecido en el numeral 5.6 de este Anexo.
- d) Obtener los precios de adjudicación de la capacidad de transporte a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas, como se establece en el literal b) del numeral 5.9 de este Anexo.

4.4. Obligaciones de los vendedores y de los compradores

- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de las subastas.
- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto por el



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

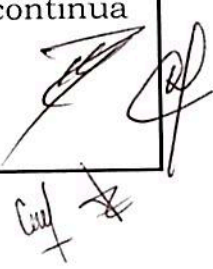
administrador de las subastas, que haya recibido el respectivo certificado de capacitación emitido por éste.

- c) Mantener las claves de acceso al sistema de subastas bajo su exclusiva responsabilidad y estrictos estándares de seguridad y confidencialidad.
- d) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- e) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.
- f) Informar al administrador de las subastas las cantidades de energía y la capacidad de transporte contratadas en firme mediante contratos de duración mayor o igual a un año que, una vez finalizadas las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización de que tratan los artículos Artículo 25 y Artículo 26 de la presente Resolución, estén vigentes para los años t a $t + 4$.
- g) Presentar al administrador de las subastas comentarios sobre las capacidades excedentarias publicadas, en caso de tenerlos, dentro del día hábil siguiente a la publicación de que trata el literal p) del numeral 4.1 de este Anexo.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de las subastas.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de software que se observen en la prestación del servicio, derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

4.6. Mecanismos de contingencia

Cuando el sistema de subastas se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

- a) Suspensión por fallas técnicas durante el día en que se realicen las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar a los compradores y a los vendedores los mecanismos necesarios para hacer las asignaciones en los tiempos que se establecen en este Anexo.

- b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subastas.

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subastas la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los compradores o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subastas el comprador cuya estación de trabajo o sistema de comunicación falló deberá remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de las subastas, las demandas de cada uno de los productos cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas demandas serán ingresadas al sistema de subastas conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las subastas.

5. Procedimiento de las subastas de capacidad excedentaria por rutas

5.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

5.2. Productos

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Los productos, $CE_{w,t}$, que se negociarán mediante cada subasta tendrán los siguientes atributos:

- a) Capacidad excedentaria, CE , bajo la modalidad de contrato firme. Este valor se expresará en KPCD.
- b) Ruta de transporte, w , con capacidad excedentaria. El administrador de las subastas verificará la capacidad excedentaria de cada vendedor y conformará cada ruta como el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar. Para este propósito el administrador de las subastas no considerará rutas en las que se conecten tramos de gasoductos en Vasconia hacia La Belleza. La capacidad excedentaria de la ruta será equivalente a la mínima del conjunto de tramos. Asimismo, conformará rutas bajo las premisas anteriores, maximizando el número de tramos en cada una de ellas, hasta que se ponga a disposición toda la capacidad excedentaria.
- c) Duración de un año, correspondiente al año t .

5.3. Tamaño de los productos

La capacidad de transporte del producto $CE_{w,t}$ que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) KPCD y deberá ser igual o superior a cien (100) KPCD.

5.4. Requerimientos de información

Una vez expedido el cronograma de comercialización al que se hace referencia en el Capítulo IV de esta Resolución el gestor del mercado publicará la información de los contratos de transporte y de suministro vigentes en el BEC, según se indique en el citado cronograma.

Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha máxima prevista para la suscripción de los contratos que surjan de las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización del mercado primario definidos en la presente Resolución, según el respectivo cronograma, cada titular de los derechos de suministro y/o de la capacidad de transporte contratada, deberá declarar la siguiente información al administrador de las subastas para cada uno de los años t a $t + 4$:

- a) De cada contrato vigente de suministro de gas bajo su titularidad:
 - i. Número de registro del contrato.
 - ii. Modalidad contractual.
 - iii. Fuente de suministro, punto de entrega y cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD y su equivalente en KPCD.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

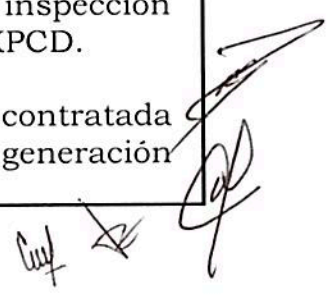
- iv. Cantidad de energía del contrato que será demandada por el titular o los usuarios que éste representa, por punto de salida del SNT, expresada en MBTUD y su equivalente en KPCD. Para determinar la cantidad de energía del contrato que será demandada, cada comercializador deberá asegurarse de confirmar el interés de los usuarios no regulados de ser representados por él.
- b) De cada contrato vigente de transporte bajo su titularidad:
- i. Número de registro del contrato.
 - ii. Modalidad contractual.
 - iii. Punto de inicio del servicio.
 - iv. Punto de terminación del servicio.
 - v. Sentido contratado para el flujo del gas natural.
 - vi. Capacidad de transporte contratada por cada tramo entre el punto de inicio y el punto de terminación del servicio, expresada en KPCD.
 - vii. Cargos negociados para cada uno de los tramos (cargos regulados o definidos directamente por las partes).
- c) Cantidad total de energía que será demandada por el titular o los usuarios que éste representa, por punto de salida del SNT, expresada en MBTUD y su equivalente en KPCD. Esta cantidad no podrá superar el 20% de la energía total que tenga respaldada en contratos de suministro registrados cuya fuente de suministro sea el punto de inicio de la capacidad de transporte contratada.

Esta información deberá ser declarada a través del medio y del formato que defina el administrador de las subastas.

Las cantidades demandadas de que trata el numeral iv del literal a) del presente numeral deberán declararse sólo cuando correspondan al consumo propio o al de los usuarios con los que el titular haya suscrito un contrato de prestación del servicio de gas natural que esté vigente para el año *t*.

En el caso de generadores térmicos la declaración de la cantidad total de energía que será demandada, con el fin de calcular la respectiva capacidad excedentaria, corresponderá a la que voluntariamente dispongan dichos agentes sin que la misma sea objeto de contraste por parte de las autoridades de inspección vigilancia y control. Esta energía se expresará en su equivalente en KPCD.

Lo anterior sólo aplicará cuando se trate de capacidad de transporte contratada mediante la modalidad de contrato firme con el propósito de cubrir generación



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

de energía eléctrica hasta la capacidad efectiva neta, CEN. Las capacidades de transporte contratadas que superen la cantidad necesaria para cubrir la CEN deberán estar a disposición del proceso úselo o véndalo de largo plazo.

En todo caso, a ningún remitente titular de capacidad de transporte se le pondrá como oferta de capacidad excedentaria una capacidad de transporte superior al 80% de su(s) contrato vigente para el año t , para cada ruta contratada.

Una vez declarada la información del presente numeral, los participantes del mercado no podrán celebrar contratos de capacidad transporte de forma bilateral hasta la formalización de los contratos resultantes de las subastas úselo o véndalo de largo plazo.

5.5. Precio de reserva

El administrador de las subastas determinará el precio de reserva $PR_{CE_{w,t,v}}$ para cada vendedor v , a partir de la información de contratos reportada según lo dispuesto en el numeral 5.4, asumiendo un factor de carga igual a uno (1) y la tasa representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera para el último día del mes anterior al mes en que se realicen las subastas de este Anexo, con base en la siguiente ecuación:

$$PR_{CE_{w,t,v}} = \frac{\sum_{j=1}^c (CF_{Inv_j} + CF_{AOM_j} + CV_{Inv_j}) \times D_j}{12}$$

Donde:

$PR_{CE_{w,t,v}}$: Precio de reserva del producto $CE_{w,t}$ que corresponde al vendedor v . Este precio no podrá tener más de dos (2) cifras decimales y se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

c : Número de contratos suscritos por el vendedor v y asociados a la ruta w , cuya vigencia agregada cubre el período del año t . En caso de que un vendedor v tenga diferentes contratos con vigencias simultáneas durante uno o varios meses del año t se tendrán en cuenta únicamente los cargos fijos y variables del contrato que tenga el mayor valor de cargo equivalente total durante el respectivo mes o meses en que se presente la simultaneidad.

CF_{Inv_j} : Valor equivalente del cargo fijo que remunera el costo de inversión, conforme a la pareja de cargos regulados pactada en el contrato j del vendedor v , vigente en el año t , para todos los tramos y/o grupo de gasoductos i de la ruta w , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC. Se calculará de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CF_{Inv_j} = \frac{\sum_i (CF_{Inv_{i,j}} \times \frac{PPI_{t-1}}{PPI_{i,0}})}{365}$$

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

CF_{AOMj} : Valor equivalente del cargo fijo que remunera los gastos de administración, operación y mantenimiento, conforme al contrato j del vendedor v , vigente en el año t , para todos los tramos y/o grupo de gasoductos i de la ruta w , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC. Se calculará de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CF_{AOMj} = \frac{\sum_i \left(CF_{AOMi,j} \times \frac{IPC_{a-1}}{IPC_{i,0}} \right)}{365 \times TRM}$$

CV_{Invj} : Valor del cargo variable que remunera el costo de inversión, conforme a la pareja de cargos regulados pactada en el contrato j del vendedor v , vigente en el año t , para todos los tramos y/o grupo de gasoductos i de la ruta w , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC. Se calculará de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CV_{Invj} = \sum_i \left(CV_{Invi,j} \times \frac{PPI_{a-1}}{PPI_{i,0}} \right)$$

D_j : Número de meses del año t durante los cuales está vigente el contrato j . La suma de todos los meses D_j deberá ser igual a 12.

PPI_{a-1} : Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312) para el mes de diciembre del año $a - 1$.

$PPI_{i,0}$: Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha base en que se aprobaron los cargos de transporte del tramo i .

IPC_{a-1} : Índice de precios al consumidor total nacional, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año $a - 1$.

$IPC_{i,0}$: Índice de precios al consumidor total nacional, reportado por el DANE para la fecha base en que se aprobaron los cargos de transporte del tramo i .

a : Corresponde al año en el que se realicen las subastas de este Anexo.

Para los contratos que no se sujeten a las parejas de cargos regulados, para efectos del cálculo del precio de reserva, se tomará el equivalente de la pareja de cargos regulados 100% fijo, 0% variable para cada tramo correspondiente.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

El cálculo del precio de reserva deberá incorporar las tarifas del impuesto de transporte y de la cuota de fomento que correspondan, según las normas vigentes. Para esto el administrador de las subastas aplicará estas tarifas de impuestos a cada una de las variables CF_{Invj} , CF_{AOMj} y CV_{Invj} utilizadas para el cálculo del precio de reserva descrito en el presente numeral. En todo caso, el pago de los anteriores impuestos al transportador seguirá siendo responsabilidad del vendedor de la subasta.

5.6. Capacidad de transporte disponible

Con base en la información de que trata el numeral 5.4 de este Anexo, el administrador de las subastas determinará la oferta de capacidad excedentaria por cada ruta disponible w , para el año t , según la Tabla 1 de este Anexo:

Tabla 1. Oferta agregada de capacidad excedentaria por producto

Oferta, $O_{CE_{w,t}}(p_{CE_{w,t}})$	Precio, $p_{CE_{w,t}}$
0	$0 < p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,v1}}$
$O_{CE_{w,t,v1}}$	$PR_{CE_{w,t,v1}} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,v2}}$
$O_{CE_{w,t,v1}} + O_{CE_{w,t,v2}}$	$PR_{CE_{w,t,v2}} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,v3}}$
(...)	(...)
$\sum_{v=v1}^{v=vn-1} O_{CE_{w,t,v}}$	$PR_{CE_{w,t,vn-1}} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,vn}}$
$\sum_{v=v1}^{v=vn} O_{CE_{w,t,v}}$	$PR_{CE_{w,t,vn}} \leq p_{CE_{w,t}}$

Donde:

$O_{CE_{w,t}}(p_{CE_{w,t}})$: Oferta agregada de capacidad de transporte del producto $CE_{w,t}$ al precio $p_{CE_{w,t}}$. Este valor se expresará en KPCD.

$p_{CE_{w,t}}$: Precio del producto $CE_{w,t}$ durante la subasta. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$O_{CE_{w,t,v}}$: Oferta agregada de capacidad de transporte del producto $CE_{w,t}$ correspondiente a los vendedores v . Este valor se expresará en KPCD.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$PR_{CE_{w,t,v}}$: Precio de reserva del producto $CE_{w,t}$ correspondiente al vendedor v . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC y lo calculará el administrador de las subastas de conformidad con el numeral 5.5.

Siendo v_1 los vendedores con el menor precio de reserva, $PR_{CE_{w,t,v_1}}$, y v_n los vendedores con el mayor precio de reserva, $PR_{CE_{w,t,v_n}}$.

5.7. Publicación de la capacidad disponible

A más tardar a las 08:00 horas del día programado para la subasta, el subastador hará pública la oferta agregada de cada uno de los productos disponibles, de que trata la Tabla 1 de este Anexo.

5.8. Recibo de las solicitudes de compra

Entre las 09:00 y las 11:00 horas del día programado para la subasta, los compradores de capacidad de transporte habilitados que estén interesados en comprar capacidad de transporte excedentaria enviarán sus solicitudes de compra al subastador. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 2 de este Anexo, para cada producto $CE_{w,t}$.

Tabla 2. Demanda de capacidad excedentaria

Preferencia	Capacidad demandada	Precio
i	$D_{CE_{w,t,b}}(p_{i_{CE_{w,t,b}}})$	$p_{i_{CE_{w,t,b}}}$

Donde:

i : Preferencia del comprador b . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).

$D_{CE_{w,t,b}}(p_{i_{CE_{w,t,b}}})$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b está dispuesto a comprar al precio $p_{i_{CE_{w,t,b}}}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.

$p_{i_{CE_{w,t,b}}}$: Precio que el comprador b está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{CE_{w,t,b}}(p_{i_{CE_{w,t,b}}})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

La capacidad $D_{CE_{w,t,b}}(p_{i_{CE_{w,t,b}}})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) KPCD, y deberá ser igual o inferior a la capacidad total disponible, $O_{CE_{w,t}}$. Por su parte, el precio $p_{i_{CE_{w,t,b}}}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las ofertas que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

5.9. Desarrollo de las subastas

Entre las 12:00 y las 15:00 horas del día programado para la subasta, el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto $CE_{w,t}$, como se dispone a continuación.

- a) Con base en las cantidades $D_{E_{w,t,b}}(p_{i_{CE_{w,t,b}}})$ y en los precios $p_{i_{CE_{w,t,b}}}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto $CE_{w,t}$, $DA_{CE_{w,t}}$ la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 3 de este Anexo.

Tabla 3. Demanda agregada del producto $CE_{w,t}$, $DA_{CE_{w,t}}$

Capacidad agregada, $DA_{CE_{w,t}}$	Precio, $pd_{CE_{w,t}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,m\acute{a}x}})$	$pd_{CE_{w,t,m\acute{a}x}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,m\acute{a}x-1}})$	$pd_{CE_{w,t,m\acute{a}x-1}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,m\acute{a}x-2}})$	$pd_{CE_{w,t,m\acute{a}x-2}}$
...	...
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,min+1}})$	$pd_{CE_{w,t,min+1}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,min}})$	$pd_{CE_{w,t,min}}$

Donde:

$D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t}})$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b está dispuesto a comprar al precio $pd_{CE_{w,t}}$. Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador b que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 2. Este valor se expresará en KPCD.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$pd_{CE_{w,t}}$: Cada uno de los precios que los compradores b están dispuestos a pagar por el producto $CE_{w,t}$. Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{CE_{w,t},máx}$ hasta $pd_{CE_{w,t},mín}$.

$pd_{CE_{w,t},máx}$: Es el mayor de los precios $pi_{CE_{w,t}}$ declarados por todos los compradores b , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{CE_{w,t},mín}$: Es el menor de los precios $pi_{CE_{w,t}}$ declarados por todos los compradores b , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{CE_{w,t},máx-1}, \dots, pd_{CE_{w,t},mín+1}$: Son los precios $pi_{CE_{w,t}}$ declarados por todos los compradores b , según la Tabla 2, organizados de mayor a menor entre $pd_{CE_{w,t},máx}$ y $pd_{CE_{w,t},mín}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

b) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, $DA_{CE_{w,t}}$ de la Tabla 3, y la curva de oferta agregada, $O_{CE_{w,t}}$ de la Tabla 1, para establecer el resultado de la subasta, de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{CE_{w,t}}^*, p^*$), éste determinará la capacidad total de transporte adjudicada, $Q_{CE_{w,t}}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la capacidad de transporte que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 2.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la capacidad de transporte que resulte de aplicar la Ecuación 1:

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Ecuación 1

$$\hat{D}_{CE_{w,t},b^*} = D_{CE_{w,t},b^*}(p_{i_{CE_{w,t},b^*}} = p^*) - \left[\left(\sum_b D_{CE_{w,t},b}(p^*) \right) - Q_{CE_{w,t}}^* \right] \times \left[\frac{D_{CE_{w,t},b^*}(p_{i_{CE_{w,t},b^*}} = p^*)}{\sum_{b^*} D_{CE_{w,t},b^*}(p_{i_{CE_{w,t},b^*}} = p^*)} \right]$$

Donde:

b^* : Comprador b que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 2, una disposición a pagar igual a p^* .

$\hat{D}_{CE_{w,t},b^*}$: Capacidad del producto $CE_{w,t},b^*$ que se adjudica al comprador b^* . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{CE_{w,t},b^*}(p_{i_{CE_{w,t},b^*}} = p^*)$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b^* declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{CE_{w,t},b}$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el comprador b está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador b que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 2. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{CE_{w,t}}^*$: Capacidad total del producto $CE_{w,t}$ adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la capacidad de transporte ofrecida en la subasta, $O_{CE_{w,t},v}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la capacidad de transporte resultante de aplicar la Ecuación 2:

Ecuación 2

$$\hat{O}_{CE_{w,t},v^*} = O_{CE_{w,t},v^*}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{CE_{w,t},v}(p^*) \right) - Q_{CE_{w,t}}^* \right] \times \left[\frac{O_{CE_{w,t},v^*}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)}{\sum_{v^*} O_{C_{r,y}}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)} \right]$$

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Donde:

v^* : Vendedor v que con un precio de reserva, $PR_{CE_{w,t},v^*}$, igual a p^* .

$\hat{O}_{CE_{w,t},v^*}$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que se adjudica al vendedor v^* . Este valor se expresará en KPCD.

$O_{CE_{w,t},v^*}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el vendedor v^* declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$O_{CE_{w,t},v}(p^*)$: Capacidad del producto $CE_{w,t}$ que el vendedor v está dispuesto a vender al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 1. Este valor se expresará en KPCD.

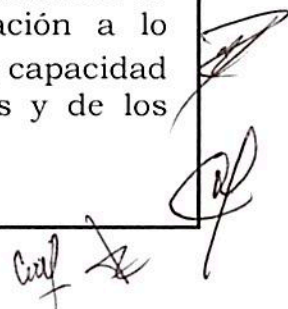
$Q_{CE_{w,t}}^*$: Capacidad total del producto $CE_{w,t}$ adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD

ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{CE_{w,t}}^*$ y p^* :

(1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, éste precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima capacidad ofrecida a dicho precio como la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{CE_{w,t}}^*$.

(2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de capacidad, esta capacidad corresponderá a la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{CE_{w,t}}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores b , $pd_{CE_{w,t},min}$, según lo establecido en la Tabla 3 como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la capacidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{CE_{w,t}}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la capacidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la capacidad total adjudicada será cero (0).

5.10. Regla de minimización de contratos

Entre las 15:00 y las 17:00 horas del día programado para la subasta, el administrador de las subastas definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:

- a) Hará una lista de los vendedores del producto $CE_{w,t}$, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.
- b) Hará una lista de los compradores del producto $CE_{w,t}$, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.
- c) Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista suscribirá un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores de la lista suscribirán contratos con los vendedores con las mayores cantidades residuales del producto $CE_{w,t}$. Si a un comprador se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los literales a) y b) anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas informará a los compradores y los vendedores el resultado de las mismas y expedirá los correspondientes certificados de asignación de cada uno de los productos $CE_{w,t}$.

5.11. Regla de suscripción de los contratos

Una vez la Dirección Ejecutiva publique el informe de que trata el literal g) del numeral 4.2 de este Anexo, y si en él el auditor de las subastas establece que se dio cumplimiento a la regulación vigente aplicable a la subasta correspondiente, los compradores y vendedores contarán con cinco (5) días hábiles para la suscripción de los contratos. En estos contratos se deberán reflejar los resultados de la subasta.

Los compradores del producto $CE_{w,t}$ podrán solicitar el acceso físico al SNT, para la capacidad contratada mediante el mecanismo de comercialización establecido en este Anexo, para lo cual el transportador no dará aplicación a lo dispuesto en el numeral iii) del literal d del numeral 3.1 del RUT, modificado por la Resolución CREG 169 de 2011.

Handwritten signature

Handwritten signature

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

5.12. Subasta de capacidad excedentaria por tramos

Una vez llevado a cabo el procedimiento descrito en los numerales 5.7 a 5.10 anteriores, el administrador de las subastas deberá:

1. Con base en los resultados de las subastas, determinar los tramos de gasoductos de las rutas *w*, establecidas del numeral 5.6 de este Anexo, que aún tengan capacidad de transporte excedentaria disponible y publicar dicha oferta a más tardar a las 08:00 horas del siguiente día hábil de la fecha programada para las subastas iniciales.
2. De acuerdo con en la información del reportada según el numeral 5.4, calcular el precio de reserva para cada tramo con capacidad de transporte excedentaria, según lo establecido en el numeral 5.5 de este Anexo.
3. Ofrecer mediante subasta de sobre cerrado, bajo el mismo procedimiento de los numerales 5.8 a 5.11 de este Anexo, de manera simultánea y por separado cada uno de los tramos con capacidad de transporte excedentaria determinados según el numeral 1 anterior.

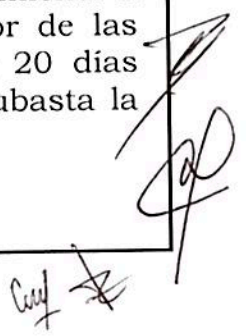
La participación en el procedimiento de subasta del numeral 3 anterior deberá cumplir con todos los requerimientos por parte de compradores y vendedores establecidos en el presente Anexo.

Esta subasta deberá realizarse al siguiente día hábil de la fecha programada para la subasta inicial, definida en los numerales 5.7 a 5.11 de este Anexo, con los mismos tiempos establecidos en dichos numerales.

6. Mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas

Cada comprador deberá presentar al administrador de las subastas los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas que cubran: i) el riesgo de que el comprador no participe en las subastas; y ii) el riesgo de que el comprador que resulte con asignaciones en las subastas no presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento.

El administrador de las subastas administrará los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas a través de un instrumento fiduciario regido por los criterios definidos mediante la Resolución CREG 163 de 2014 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan. Este instrumento fiduciario recibirá y aprobará los mecanismos de cubrimiento, fungirá como su depositario, los ejecutará según instrucciones del administrador de las subastas y transferirá los recursos provenientes de la ejecución de los mecanismos de cubrimiento a quien lo indique el administrador de las subastas. El administrador de las subastas informará a los participantes del mercado con al menos 20 días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta la información relacionada con el instrumento fiduciario.

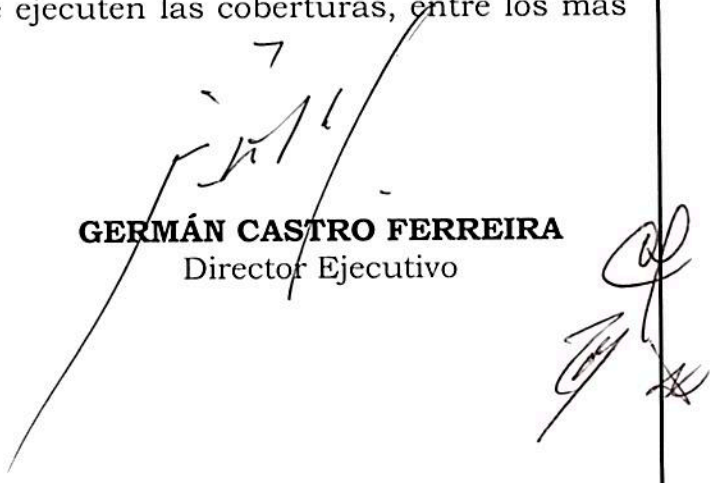


Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Los mecanismos de cubrimiento están definidos en la Resolución CREG 065 de 2015 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. En esa disposición, entre otros aspectos, se establecen los siguientes: i) los mecanismos de cubrimiento admisibles, ii) el valor de las coberturas, iii) los plazos de las coberturas, y iv) los beneficiarios de los recursos cuando se ejecuten las coberturas, entre los más relevantes.

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 7
Mecanismo de transición para el proceso úselo o véndalo de largo plazo

Los procesos úselo o véndalo de largo plazo que se desarrollen antes de que el gestor inicie la prestación de servicios se registrarán por el siguiente mecanismo, para lo cual se tendrán en cuenta las definiciones del Anexo 6 de la presente Resolución.

1. Con el fin de que los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad excedentaria conozcan las capacidades disponibles se procederá como sigue:
 - a) Una vez expedido el cronograma de que trata el Artículo 24 de esta Resolución la Dirección Ejecutiva de la CREG solicitará mediante circular la declaración de la información de los contratos de transporte y de suministro vigentes mediante un formato diseñado para tal fin. Esta declaración se deberá efectuar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la publicación de la circular. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará esta información mediante circular.
 - b) Con posterioridad a las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización de que trata el Artículo 24 de esta Resolución, los titulares de capacidad contratada deberán declarar a la CREG la capacidad excedentaria dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha máxima prevista para la suscripción de los contratos. Para estos efectos, la CREG publicará mediante circular de la Dirección Ejecutiva el formato que deberán diligenciar los titulares, con el fin de declarar la capacidad excedentaria por tramo del sistema nacional de transporte, SNT.

En el caso de los generadores térmicos, y sólo cuando se trate de capacidad de transporte contratada mediante la modalidad de contrato firme con el propósito de cubrir generación de energía eléctrica hasta la capacidad efectiva neta, CEN, la capacidad excedentaria corresponderá a la que voluntariamente estos participantes del mercado declaren.

Mediante circular, la Dirección Ejecutiva de la CREG publicará la capacidad excedentaria por tramo declarada por los titulares de la capacidad contratada. Esta información será publicada dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha máxima para el recibo de la misma.

2. Los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad firme de transporte, para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el Artículo 21 de la presente Resolución podrán solicitar a los titulares de capacidad la venta de capacidad excedentaria en la(s) ruta(s) de transporte que, de acuerdo con la

Cuy

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

información del literal b) del numeral 1 de este anexo, pueda conformar teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Los tramos de transporte que conformen la ruta, desde el punto de inicio hasta el punto de terminación, deberán ser contiguos.
- b) La capacidad solicitada, en KPCD, deberá ser única y estar disponible en todos y cada uno de los tramos que componen la ruta.

Dentro de los diez (10) días hábiles posteriores a la publicación de que trata el numeral anterior, las partes podrán convenir directamente las condiciones bajo las cuales los titulares de la capacidad contratada permitirán el uso de la capacidad excedentaria de la(s) ruta(s) solicitada(s) por parte de los titulares de derechos de suministro.

3. En caso de que algunos titulares de derechos de suministro que requieran capacidad firme de transporte no lleguen a un acuerdo con los titulares de la capacidad contratada, dentro del período del numeral anterior, y aún haya capacidad excedentaria disponible, se aplicarán las siguientes reglas:

- a) Los titulares de capacidad excedentaria deberán permitir el uso de esa capacidad por parte de aquellos titulares de derechos de suministro que, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la terminación del período del numeral anterior, manifiesten por escrito que requieren capacidad firme de transporte para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el Artículo 21 de la presente Resolución, indicando la ruta de transporte con capacidad excedentaria que solicita considerando lo dispuesto en el numeral 2 de este anexo.

Si al final del período establecido en el inciso anterior hay demanda de capacidad firme de transporte superior a la capacidad excedentaria disponible, los titulares de la capacidad contratada asignarán la capacidad excedentaria disponible priorizando con base en los siguientes criterios:

- i. Ruta con punto de inicio igual a un punto de entrada al SNT.
- ii. Ruta que represente mayor ingreso por concepto de AOM. Es decir la ruta que, de acuerdo con la sumatoria de los cargos que remuneran los gastos de AOM de los tramos que la conforman, constituya un mayor valor de cargo de AOM según las resoluciones de cargos vigentes.
- iii. El orden de llegada de las solicitudes de capacidad excedentaria por ruta de transporte.

El orden de llegada se registrará en el momento en que los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad firme de transporte le manifiesten por escrito a los titulares de la capacidad contratada su interés en adquirir capacidad excedentaria, en los términos del primer inciso de este numeral.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- b) Los titulares de derechos de suministro a los que se les asigne capacidad excedentaria de una ruta de transporte asumirán, desde el 1 de diciembre del año calendario en que se realiza la asignación de la capacidad excedentaria hasta el 30 de noviembre del año calendario siguiente, el 100% de los correspondientes cargos fijos y variables que los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria hayan pactado con el transportador en los respectivos tramos de gasoductos, así como los demás costos por servicios de transporte asociados a disposiciones legales o regulatorias.
- c) Como contraprestación por las gestiones que realicen los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria, los titulares de derechos de suministro a los que se les asignó capacidad excedentaria pagarán el 1,67% sobre el valor resultante de aplicar, a la capacidad de transporte y al volumen transportado, los cargos fijos y variables que remuneran la inversión y el cargo fijo que remunera los gastos de AOM de los respectivos tramos de gasoductos, y que hayan sido pactados entre los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria y el transportador.
- d) Los titulares de suministro a los que se les asignó capacidad excedentaria y los respectivos titulares de transporte con capacidad excedentaria coordinarán los aspectos operativos involucrados en la negociación, tales como el proceso de nominación.
- e) Los titulares de derechos de suministro a los que se les asignó capacidad excedentaria deberán pagar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la facturación los costos asociados a la capacidad asignada y deberán asumir cualquier costo adicional que se ocasione a los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria y que se derive del incumplimiento de cualquiera de las condiciones operativas y/o comerciales aplicables. En caso de incumplimiento en el pago en los términos antes señalados o de cualquiera de las condiciones operativas y/o comerciales aplicables, los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria no estarán obligados, a partir de la fecha del incumplimiento, a conceder el uso de la capacidad excedentaria. En caso de que el titular de la capacidad excedentaria decida no continuar concediendo el uso de la capacidad asignada por el incumplimiento mencionado, el titular de los derechos de suministro no tendrá la obligación de asumir los cargos y costos de que trata el literal b de este numeral que no se hayan causado.
- f) Las disposiciones contenidas en este anexo también aplicarán en aquellos casos donde haya: i) usuarios no regulados que se encuentren embebidos en un sistema de distribución y que a la entrada en vigencia de la presente Resolución estén siendo atendidos por un comercializador distinto al distribuidor-comercializador de dicho sistema; y ii) usuarios no regulados que estén conectados directamente a un sistema de transporte de gas y que a la entrada en vigencia de la

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

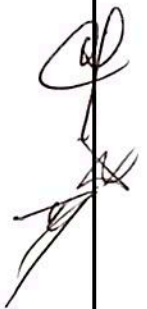
presente resolución adquieran el suministro de gas a través de un comercializador que tenga contratada la capacidad de transporte.

Los distribuidores-comercializadores o comercializadores que tienen contratada la capacidad de transporte no podrán permitir el uso de esa capacidad a otros usuarios en detrimento de los usuarios no regulados que ya estaban atendiendo a la entrada en vigencia de la presente resolución.

- g) Sin perjuicio de las demás disposiciones que sobre el particular pueda adoptar la CREG, los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad excedentaria y que se acojan a las anteriores disposiciones deberán contar con telemetría en los puntos de salida, conforme a la regulación vigente.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 8

Reglamento de las subastas de los procesos úselo o véndalo de corto plazo

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación de suministro y de capacidad de transporte de gas natural mediante subastas, según lo dispuesto en los artículos 44 y 45 de esta Resolución.

2. Definiciones

Administrador de las subastas: persona natural o jurídica encargada de organizar las subastas.

Auditor de las subastas: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de las subastas para auditar el desarrollo de las mismas.

Compradores de capacidad de transporte: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 36 de esta Resolución.

Compradores de gas natural: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 34 de esta Resolución.

Declarantes de información sobre suministro de gas natural: son los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, los cuales deberán declarar al administrador de las subastas los titulares de los derechos de suministro de gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF95, de suministro con firmeza condicionada, de suministro C1 y de suministro C2, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas y que sea de obligatorio pago.

Declarantes de información sobre capacidad de transporte: son los transportadores, los cuales deberán declarar al administrador de las subastas los titulares de las capacidades de transporte de gas natural contratadas bajo las modalidades de contratos firmes y de contratos de transporte con firmeza condicionada que no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas.

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por el gas natural y/o la capacidad de transporte adjudicada a través de las subastas. Corresponden a los precios de cierre de las subastas.

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en una subasta.

Producto: cantidad de energía o capacidad de transporte negociada bajo la modalidad contractual firme para el día de gas. La cantidad de energía se entregará en un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que

[Handwritten signature]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. La capacidad contratada de transporte estará asociada a una ruta especificada en el SNT. Por ruta se entenderá el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad a subastar.

Sistema de subastas: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollarán las subastas que se reglamentan en este Anexo.

Subasta: proceso de negociación con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en la materia, que da aplicación al procedimiento de las subastas. Puede ser el administrador de las subastas u otra persona que éste contrate.


Vendedores de capacidad de transporte: son los titulares de capacidades de transporte de gas natural, bajo las modalidades de contratos firmes y de contratos de transporte con firmeza condicionada, con capacidad disponible para la subasta.

Vendedores de gas natural: son los titulares de derechos de suministro de gas natural, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes CF95, de suministro con firmeza condicionada, de suministro C1 y de suministro C2 con energía disponible para la subasta.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se regirán por los siguientes principios:

- a) Eficiencia: el desarrollo de las subastas conducirá a optimizar el uso del gas natural y de la capacidad de transporte disponibles, a precios eficientes.
- b) Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente Resolución.
- c) Neutralidad: el diseño de las subastas y el reglamento de las mismas no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.
- d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de las subastas serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.

Cuy 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

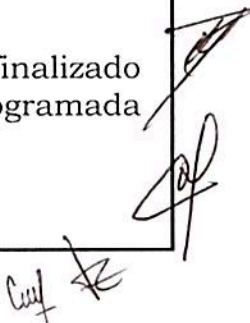
4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

- a) Establecer, operar y mantener el sistema de subastas, el cual deberá estar disponible a más tardar diez (10) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas.
- b) Realizar a más tardar cinco (5) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subastas y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de la subasta antes de la realización de las primeras subastas.
- c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subastas, así como los canales formales para la comunicación con el administrador y con el subastador.

La CREG dará su concepto de no objeción de tal manera que veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas sean públicos los reglamentos. A partir de la realización de las primeras subastas la CREG dará su concepto de no objeción cuando haya modificaciones en los reglamentos, para lo cual el administrador de las subastas deberá poner a consideración de la CREG las modificaciones del caso.

- d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subastas a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33, 34, 35 y 36 de esta Resolución, con una frecuencia anual. En caso de que alguno de los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos 33, 34, 35 y 36 de esta Resolución requiera capacitación adicional, el administrador de las subastas podrá impartírsela, caso en el cual podrá cobrar la cifra que las partes acuerden.
- e) Contratar al auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las mismas.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- f) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la realización de las mismas.
- g) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- h) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado será el administrador de las subastas.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para las subastas.
- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de las subastas.
- c) Verificar que durante las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de las subastas tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que i) los declarantes de información sobre suministro de gas natural; ii) los declarantes de información sobre capacidad de transporte; iii) los vendedores de gas natural; iv) los vendedores de capacidad de transporte; v) los compradores de gas natural; o vi) los compradores de capacidad de transporte no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- f) Auditar, de manera aleatoria, una muestra significativa de las subastas realizadas en cada año y remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a la finalización de cada bimestre, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, si el administrador de las

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

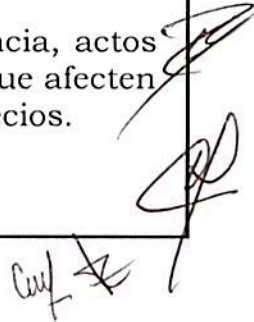
subastas dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a las subastas.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de los declarantes de información sobre suministro de gas natural y sobre capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- b) Recibir las declaraciones de precios de reserva por parte de los vendedores de gas natural y de los vendedores de capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- c) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores de gas natural y de los compradores de capacidad de transporte, según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- d) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios declarados por los compradores de gas natural y de capacidad de transporte, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.7 y en literal a) del numeral 6.7 de este Anexo.
- e) Elaborar la curva de oferta agregada con base en i) la información de cantidades declaradas por los declarantes de información sobre suministro y sobre capacidad de transporte; y ii) la información de precios de reserva declarados por los vendedores de gas natural y de capacidad de transporte, según lo establecido en el literal b) del numeral 5.7 y en el literal b) del numeral 6.7 de este Anexo.
- f) Obtener los precios de adjudicación del gas natural y de la capacidad de transporte a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas.

4.4. Obligaciones de los declarantes, los vendedores y los compradores en relación con el uso del sistema de subastas

- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado, de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de las subastas.
- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto.
- c) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- d) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos

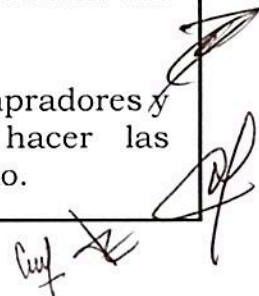
- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los declarantes, de los vendedores y de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de la subasta.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.
- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

4.6. Mecanismos de contingencia

Cuando el sistema de subastas se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

- a) Suspensión por fallas técnicas durante el día en que se realicen las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar a los compradores y a los vendedores los mecanismos necesarios para hacer las asignaciones en los tiempos que se establecen en este Anexo.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subastas.

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subastas la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los declarantes, de los vendedores y de los compradores o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subastas, los declarantes, los vendedores y los compradores cuyas estaciones de trabajo o sistema de comunicación fallaron deberán remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de las subastas, las declaraciones de cantidades y capacidades no nominadas, precios de reserva y solicitudes de compra, cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas declaraciones serán ingresadas al sistema de subastas conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas, o a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las subastas siguientes a una modificación de dichos mecanismos.

5. Procedimiento de las subastas de gas natural

5.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

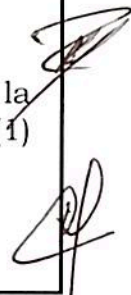

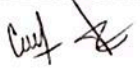
5.2. Producto

Energía disponible, E_e , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) Punto de entrega, e : se deberá especificar el punto en el que se entregará el gas natural. Deberá ser un 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.
- c) Duración: un (1) día.

5.3. Tamaño del producto

La cantidad de energía del producto E_e que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

5.4. Cantidad disponible y precios de reserva

A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre suministro de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 1.

Tabla 1. Declaración de cantidades no nominadas

Punto de entrega	Titular	Cantidad no nominada
e	s	$Q_{E_e,s}$

Donde:

s : Titular de los derechos de suministro del gas no nominado para entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{E_e,t}$. Este valor se expresará en MBTUD.

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades no 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.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los vendedores de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 2.

Tabla 2. Declaración de precios de reserva

Punto de entrega	Titular	Precio de reserva
e	s	$PR_{E_e,s}$

Donde:

s : Titular de los derechos de suministro del gas no nominado con entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.

$PR_{E_e,s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el titular s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Cual



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

El precio $PR_{E_e,s}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la energía contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué cantidad de energía no está disponible para las subastas. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte de la energía disponible.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá que la cantidad de energía no disponible, $\hat{Q}_{E_e,t}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la energía no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe la declaración del precio de reserva, $PR_{E_e,s}$ del titular s , el administrador de las subastas entenderá que el titular s hizo su oferta al precio de reserva $PR_{E_e,s}$ igual a cero (0).

5.5. Publicación de la cantidad disponible

A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1 el administrador de las subastas publicará la cantidad total de energía disponible en cada punto de entrega, Q_{E_e} , como se señala en la Tabla 3.

Tabla 3. Cantidad total de energía disponible

Punto de entrega	Cantidad total, Q_{E_e}
e	$Q_{E_e} = \sum_s Q_{E_e,s} - \sum_t \hat{Q}_{E_e,t}$

Donde:

Q_{E_e} : Cantidad total de energía disponible para el siguiente día de gas con entrega en e . Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . Incluye la energía no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de suministro de gas. Este valor se expresará en MBTUD.

$\hat{Q}_{E_e,t}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es el generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

5.6. Recibo de las solicitudes de compra

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de gas natural que están interesados en comprar cantidades de energía del producto E_e enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda del comprador j

Preferencia	Cantidad demandada	Precio
i	$D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$	$p_{i_{E_e,j}}$

Donde:

i : Preferencia del comprador j . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).

$D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio $p_{i_{E_e,j}}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{i_{E_e,j}}$: Precio que el comprador j está dispuesto a pagar por la cantidad $D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

La cantidad $D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) MBTUD, y deberá ser igual o inferior a la cantidad total de energía disponible, Q_{E_e} . Por su parte, el precio $p_{i_{E_e,j}}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las solicitudes de compra que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

5.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto E_e , como se dispone a continuación:

- Con base en las cantidades $D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$ y en los precios $p_{i_{E_e,j}}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto E_e , DA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 5.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Tabla 5. Demanda agregada del producto E_e , DA_{E_e}

Demanda agregada, DA_{E_e}	Precio, pd_{E_e}
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-1})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-2})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-2}$
(...)	(...)
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,min+1})$	$pd_{E_e,min+1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,min})$	$pd_{E_e,min}$

Donde:

$D_{E_e,j}(pd_{E_e})$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio pd_{E_e} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.

pd_{E_e} : Cada uno de los precios que los compradores j están dispuestos a pagar por el producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{E_e,m\acute{a}x}$ hasta $pd_{E_e,min}$.

$pd_{E_e,m\acute{a}x}$: Es el mayor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pd_{E_e,min}$: Es el menor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$pd_{E_e, \text{máx}-1}, \dots, pd_{E_e, \text{mín}+1}$: Son los precios $pi_{E_e, j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4, organizados de mayor a menor entre $pd_{E_e, \text{máx}}$ y $pd_{E_e, \text{mín}}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- b) Con base en las cantidades $Q_{E_e, s}$ y $\hat{Q}_{E_e, t}$ y en los precios $PR_{E_e, s}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la
- c) Tabla 7. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.
- i. Establecer la curva de oferta del producto E_e para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 6.

Tabla 6. Oferta de cada vendedor s

Cantidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{E_e} < PR_{E_e, s}$
$O_{E_e, s}(PR_{E_e, s})$	$po_{E_e} \geq PR_{E_e, s}$

Donde:

$O_{E_e, s}(PR_{E_e, s})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $PR_{E_e, s}$. En el caso de los generadores térmicos t esta cantidad se determinará como la diferencia entre $Q_{E_e, t}$ y $\hat{Q}_{E_e, t}$. En el caso de los demás titulares de derechos de suministro de gas esta cantidad será igual a $Q_{E_e, s}$. Este valor se expresará en MBTUD.

po_{E_e} : Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e, s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el vendedor s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la
- iii. Tabla 7.

Cuy 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Tabla 7. Oferta agregada del producto E_e , OA_{E_e}

Oferta agregada, OA_{E_e}	Precio, po_{E_e}
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\min})$	$PR_{E_e,\min}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\min+1})$	$PR_{E_e,\min+1}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\min+2})$	$PR_{E_e,\min+2}$
(...)	(...)
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\max-1})$	$PR_{E_e,\max-1}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\max})$	$PR_{E_e,\max}$

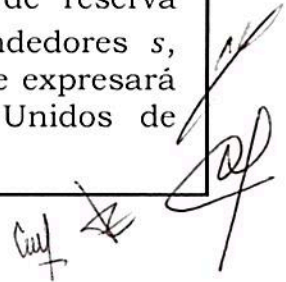
Donde:

$O_{E_e,s}(po_{E_e})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio po_{E_e} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la Tabla 6. Este valor se expresará en MBTUD.

po_{E_e} : Precio al que un vendedor s está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma ascendente desde $PR_{E_e,\min}$ hasta $PR_{E_e,\max}$.

$PR_{E_e,\min}$: Es el menor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e,\max}$: Es el mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Caf


Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$PR_{E_e, \min+1}, \dots, PR_{E_e, \max-1}$: Son los precios de reserva declarados por todos los vendedores s según la Tabla 2, organizados de menor a mayor entre $PR_{E_e, \min}$ y $PR_{E_e, \max}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- d) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{E_e} , y la curva de oferta agregada, OA_{E_e} , para establecer el resultado de la subasta de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:
- i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{E_e}^*$, p^*), éste determinará la cantidad total de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la cantidad de energía que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la cantidad de energía que resulte de aplicar la Ecuación 3:

Ecuación 3

$$\widehat{D}_{E_e, k} = D_{E_e, k}(p_{i_{E_e, k}} = p^*) - \left[\left(\sum_j D_{E_e, j}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{D_{E_e, k}(p_{i_{E_e, k}} = p^*)}{\sum_k D_{E_e, k}(p_{i_{E_e, k}} = p^*)} \right]$$

Donde:

k : Comprador j que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 4, una disposición a pagar igual a p^* .

$\widehat{D}_{E_e, k}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al comprador k . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{E_e, k}(p_{i_{E_e, k}} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador k declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$D_{E_e,j}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la cantidad de energía ofrecida en la subasta, $O_{E_e,s}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la cantidad de energía resultante de aplicar la Ecuación 4:

Ecuación 4

$$\hat{O}_{E_e,z} = O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*) - \left[\left(\sum_s O_{E_e,s}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)}{\sum_z O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)} \right]$$

Donde:

z : Vendedor s que declaró un precio de reserva, $PR_{E_e,z}$, igual a p^* .

$\hat{O}_{E_e,z}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al vendedor z . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor z declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_e,s}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la Tabla 6. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

Cuy 

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{E_e}^*$ y p^* :

(1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, este precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima cantidad ofrecida a dicho precio como la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$.

(2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de cantidad, esta cantidad corresponderá a la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores j , $pd_{E_e, \min}$, según lo establecido en la Tabla 5, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la cantidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{E_e}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la cantidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la cantidad total adjudicada será cero (0).

e) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las cantidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de las subastas definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:

i. Hará una lista de los vendedores s del producto E_e dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.

ii. Hará una lista de los compradores j del producto E_e dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.

iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores cantidades residuales del producto E_e . Si a un comprador se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos E_e .

5.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

6. Procedimiento de las subastas de capacidad de transporte

6.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

6.2. Producto

Capacidad de transporte disponible, C_r , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) Ruta, r : se deberá especificar la ruta del SNT en la que hay capacidad de transporte disponible.
- c) Duración: un (1) día.

6.3. Tamaño del producto

La capacidad del producto C_r que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) KPCD.

6.4. Capacidad de transporte disponible y precios de reserva

A más tardar a las 16:50 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre capacidad de transporte le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 8.

Tabla 8. Declaración de capacidades no nominadas

Ruta	Titular	Capacidad no nominada
r	v	$Q_{C_r,v}$

Donde:

r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.

v : Titular de los derechos de la capacidad de transporte no nominada en la ruta r . Puede ser un generador térmico titular de derechos de

Cuel

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

capacidad de transporte. El titular v actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 6.7 y 6.8 de este Anexo.

$Q_{C_r,v}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{C_r,t}$. Este valor se expresará en KPCD.

En esta declaración no se deberán incluir las capacidades no 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.

El administrador de la subasta calculará el precio de reserva, PR_{C_r} , para cada uno de los productos C_r a subastar, como el valor de los cargos variables que remuneran el costo de inversión de la pareja de cargos 80%Fijo – 20%Variable, para todos los tramos y/o grupo de gasoductos de la ruta C_r . Este precio no podrá tener más de dos (2) cifras decimales y se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

A cada uno de los vendedores v de cada ruta con capacidad de transporte no nominada C_r , se le asignará el precio de reserva PR_{C_r} calculado por el administrador de la subasta.

A más tardar a las 16:55 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la capacidad de transporte contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué capacidad de transporte no está disponible para las subastas. La capacidad informada por los generadores no será considerada parte de la capacidad de transporte disponible.

Si antes de las 16:55 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá que la capacidad de transporte no disponible, $\hat{Q}_{C_r,t}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la capacidad de transporte no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

6.5. Publicación de la capacidad disponible

A más tardar a las 17:05 horas del Día D-1, el administrador de las subastas publicará la capacidad total disponible en cada ruta, Q_{C_r} , como se señala en la Tabla 9.

Tabla 9. Capacidad total disponible

Ruta	Capacidad total, Q_{C_r}
r	$Q_{C_r} = \sum_v Q_{C_r,v} - \sum_t \hat{Q}_{C_r,t}$

Donde:

Cual

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
- Q_{C_r} : Capacidad total disponible para el siguiente día de gas en la ruta r . Este valor se expresará en KPCD.
- $Q_{C_r,v}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . Incluye la capacidad de transporte no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de capacidad de transporte. Este valor se expresará en KPCD.
- $\hat{Q}_{C_r,t}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas, en la ruta r , cuyo titular es un generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

6.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 17:30 horas del Día D-1, los compradores de capacidad de transporte que están interesados en comprar capacidad del producto C_r , enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 10.

Tabla 10. Demanda del comprador w

Preferencia	Capacidad demandada	Precio
i	$D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$	$pi_{C_r,w}$

Donde:

- i : Preferencia del comprador w . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).
- $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio $pi_{C_r,w}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.
- $pi_{C_r,w}$: Precio que el comprador w está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

La capacidad $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) KPCD, y deberá ser igual o inferior a la capacidad total disponible, Q_{C_r} . Por su parte, el precio $pi_{C_r,w}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las ofertas que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

Cuef

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

6.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 17:30 y las 17:55 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto C_r , como se dispone a continuación:

- a) Con base en las cantidades $D_{C_r,w}(p_{i_{C_r,w}})$ y en los precios $p_{i_{C_r,w}}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto C_r , DA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 11.

Tabla 11. Demanda agregada del producto C_r , DA_{C_r}

Capacidad agregada, DA_{C_r}	Precio, pd_{C_r}
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,máx})$	$pd_{C_r,máx}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,máx-1})$	$pd_{C_r,máx-1}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,máx-2})$	$pd_{C_r,máx-2}$
...	...
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,min+1})$	$pd_{C_r,min+1}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,min})$	$pd_{C_r,min}$

Donde:

$D_{C_r,w}(pd_{C_r})$:

Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio pd_{C_r} . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 10. Este valor se expresará en KPCD.

pd_{C_r} :

Cada uno de los precios que los compradores w están dispuestos a pagar por el producto C_r .

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{C_r,máx}$ hasta $pd_{C_r,min}$.

$pd_{C_r,máx}$: Es el mayor de los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 10. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{C_r,min}$: Es el menor de los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 10. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$pd_{C_r,máx-1}, \dots, pd_{C_r,min+1}$: Son los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 10, organizados de mayor a menor entre $pd_{C_r,máx}$ y $pd_{C_r,min}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

b) Con base en las capacidades $Q_{C_r,v}$ y $\hat{Q}_{C_r,t}$ y en los precios $PR_{C_r,v}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada en cada producto C_r , OA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 13. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.

i. Establecer la curva de oferta del producto C_r para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 12.

Tabla 12. Oferta de cada vendedor v

Capacidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{C_r} < PR_{C_r}$
$O_{C_r,v}(PR_{C_r})$	$po_{C_r} \geq PR_{C_r}$

Donde:

$O_{C_r,v}(PR_{C_r})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio PR_{C_r} . En el caso de los generadores térmicos t esta capacidad se determinará como la diferencia entre $Q_{C_r,t}$ y $\hat{Q}_{C_r,t}$. En el caso de los demás titulares de derechos de capacidad de transporte esta capacidad será igual a $Q_{C_r,v}$. Este valor se expresará en KPCD.

po_{C_r} : Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

PR_{C_r} : Precio de reserva del producto C_r , calculado por el administrador de la subasta según lo establecido en el numeral 6.4 de este anexo. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

- ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto C_r , OA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido la Tabla 13.

Tabla 13. Oferta agregada del producto C_r , OA_{C_r}

Cantidad agregada, OA_{C_r}	Precio, po_{C_r}
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,min})$	$PR_{C_r,min}$

Donde:

$O_{C_r,v}(po_{C_r})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio po_{C_r} . Esta capacidad se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 12. Este valor se expresará en KPCD.

po_{C_r} : Precio al que un vendedor v está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r .

- c) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{C_r} , y la curva de oferta agregada, OA_{C_r} , para establecer el resultado de la subasta, de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

- i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{C_r}^*$, p^*), éste determinará la capacidad total de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la capacidad de transporte que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 10.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la capacidad de transporte que resulte de aplicar la Ecuación 5:

Cuel

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Ecuación 5

$$\widehat{D}_{C_r,x} = D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*) - \left[\left(\sum_w D_{C_r,w}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*)}{\sum_x D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*)} \right]$$

Donde:

x : Comprador w que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 10, una disposición a pagar igual a p^* .

$\widehat{D}_{C_r,x}$: Capacidad del producto C_r que se adjudica al comprador x . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*)$: Capacidad del producto C_r que el comprador x declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{C_r,w}(p^*)$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 10. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_r}^*$: Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la capacidad de transporte ofrecida en la subasta, $O_{C_r,v}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la capacidad de transporte resultante de aplicar la Ecuación 6:

Ecuación 6

$$\widehat{O}_{C_r,y} = O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{C_r,v}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)}{\sum_y O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)} \right]$$

Donde:

y : Vendedor v que declaró un precio de reserva, $PR_{C_r,y}$, igual a p^* .

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$\hat{O}_{C_r,y}$:	Capacidad del producto C_r que se adjudica al vendedor y . Este valor se expresará en KPCD.
$O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)$:	Capacidad del producto C_r que el vendedor y declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en KPCD.
$O_{C_r,v}(p^*)$:	Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 12. Este valor se expresará en KPCD.
$Q_{C_r}^*$:	Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{C_r}^*$ y p^* :

- (3) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, éste precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima capacidad ofrecida a dicho precio como la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$.
- (4) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de capacidad, esta capacidad corresponderá a la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores w , $pd_{C_r,\min}$, según lo establecido en la Tabla 11, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la capacidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{C_r}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la capacidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la capacidad total adjudicada será cero (0).

d) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las capacidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de la subasta definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de la subastas:

i. Hará una lista de los vendedores v del producto C_r , dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

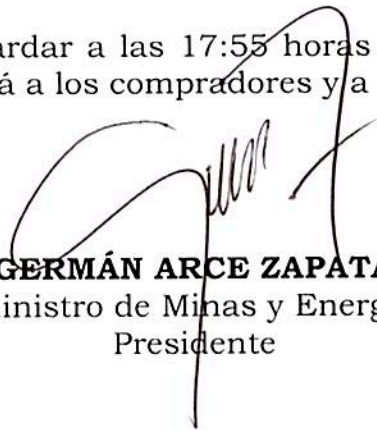
venta y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la venta.

- ii. Hará una lista de los compradores w del producto C_r dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la compra.
- iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores capacidades residuales del producto C_r . Si a un comprador se le asignó una capacidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos C_r .

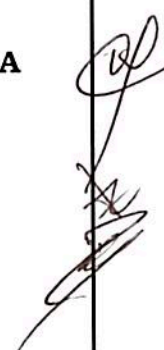
6.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:55 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo





Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 9

Reglamento de las subastas de gas natural bajo la modalidad de contratos con interrupciones

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación del suministro de gas natural bajo la modalidad de contrato con interrupciones mediante subastas, según lo dispuesto en el Artículo 49 de esta Resolución.

2. Definiciones

Administrador de las subastas: persona natural o jurídica encargada de organizar las subastas.

Auditor de las subastas: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de las subastas para auditar el desarrollo de las mismas.

Compradores: compradores a los que se hace referencia en los Artículos 18 y 34 de esta Resolución.

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por el gas natural adjudicado a través de las subastas. Corresponden a los precios de cierre de las subastas.

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en la subasta.

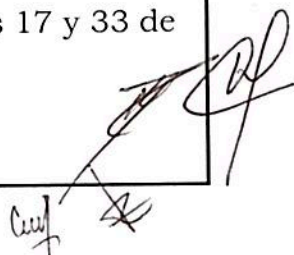
Producto: cantidad de energía bajo la modalidad de contrato con interrupciones que se entrega diariamente en un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, y cuya duración será de un (1) mes.

Sistema de subastas: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollarán las subastas que se reglamentan en este Anexo.

Subasta: proceso de negociación con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en la materia, que da aplicación al procedimiento de las subastas. Puede ser el administrador de las subastas u otra persona que éste contrate.

Vendedores: vendedores a los que se hace referencia en los Artículos 17 y 33 de esta Resolución.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se regirán por los siguientes principios:

- a) Eficiencia: el desarrollo de las subastas conducirá a la optimización de la negociación del suministro de gas bajo la modalidad de contrato con interrupciones.
- b) Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente Resolución.
- c) Neutralidad: el diseño de las subastas y el reglamento de las mismas no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.
- d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de las subastas serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.
- e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.

4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

- a) Establecer, operar y mantener el sistema de subastas, el cual deberá estar disponible a más tardar diez (10) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas.
- b) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subastas y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de las subastas antes de la realización de las primeras subastas.
- c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subastas, así como los canales formales para la comunicación con el administrador y con el subastador.

La CREG dará su concepto de no objeción, de tal manera que a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas sean públicos los reglamentos. A

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

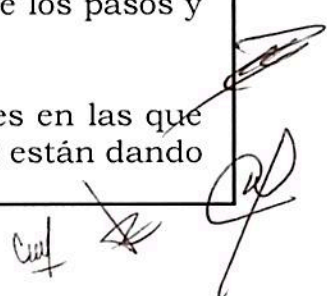
partir de la realización de las primeras subastas la CREG dará su concepto de no objeción cuando haya modificaciones en los reglamentos, para lo cual el administrador de las subastas deberá poner a consideración de la CREG las modificaciones del caso.

- d) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subastas a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en el Artículo 49 de esta Resolución, con una frecuencia anual. En caso de que alguno de los vendedores y compradores a los que se hace referencia en el Artículo 49 de esta Resolución requiera capacitación adicional, el administrador de las subastas podrá impartírsela, caso en el cual podrá cobrar la cifra que las partes acuerden.
- e) Contratar al auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las mismas.
- f) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la realización de las mismas.
- g) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- h) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de las operaciones realizadas en el desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 5 del Artículo 6 de esta Resolución, el gestor del mercado será el administrador de las subastas.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para las subastas.
- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de las subastas.
- c) Verificar que durante las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de la subasta tome los correctivos del caso de manera inmediata.

- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que los vendedores y los compradores no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- f) Auditar, de manera aleatoria, una muestra significativa de las subastas realizadas en cada año y remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a la finalización de cada bimestre, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, si el administrador de las subastas dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a las subastas.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los vendedores que desean vender gas natural bajo la modalidad de contratos con interrupciones.
- b) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores que desean comprar gas natural bajo la modalidad de contratos con interrupciones.
- c) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios declarados por los compradores, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.7 de este Anexo.
- d) Elaborar la curva de oferta agregada con base en las cantidades y precios declarados por los vendedores, según lo establecido en el literal b) del numeral 5.7 de este Anexo.
- e) Obtener los precios de adjudicación del gas natural bajo la modalidad de contratos con interrupciones a través de la superposición de las curvas de oferta y demanda agregadas.

4.4. Obligaciones de los compradores y de los vendedores en relación con el uso del sistema de subastas

- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado, de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de las subastas.
- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto.

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- c) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- d) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los vendedores y de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de las subastas.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.
- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

4.6. Mecanismos de contingencia

Cuando el sistema de subastas se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

- a) Suspensión por fallas técnicas durante el día en que se realicen las subastas.

Cuf

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

El administrador de las subastas deberá informar a los compradores y a los vendedores los mecanismos necesarios para hacer las asignaciones en los tiempos que se establecen en este Anexo.

b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subastas.

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subastas la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los compradores y de los vendedores o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subastas, los compradores y los vendedores cuya estación de trabajo o sistema de comunicación falló deberán remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de las subastas, las declaraciones de venta y de compra, cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas declaraciones serán ingresadas al sistema de subastas conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas, o a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las subastas siguientes a una modificación de dichos mecanismos.

5. Procedimiento de las subastas

5.1 Tipo de subasta

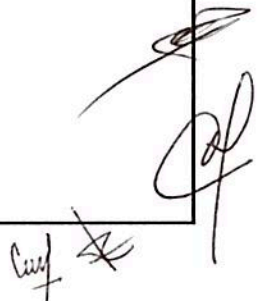
Subasta de sobre cerrado.

5.2 Producto

Energía disponible, EI_f , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato con interrupciones.
- b) Fuente, f : se deberá especificar el punto de entrega en el que estará disponible la energía. 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.
- c) Duración: un (1) mes calendario.

5.3 Tamaño del producto



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

La cantidad de energía del producto EI_f que ofrece cada vendedor y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD.

5.4 Cantidad disponible y precios de reserva

Entre las 9:00 y las 10:30 horas del penúltimo día hábil del mes calendario anterior al mes de consumo de la energía del producto EI_f los vendedores declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 1.

Tabla 1. Declaración de las cantidades disponibles

Vendedor	Cantidades	Precios
s	$Q_{EI_{f,s}}$	$\Delta p_{EI_{f,s}}, PR_{EI_{f,s}}$
w	$Q_{EI_{f,w}}$	$PR_{EI_{f,w}}$

Donde:

s : Cada uno de los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución que ofrece cantidades de energía del producto EI_f .

w : Cada uno de los vendedores a los que se hace referencia en el Artículo 33 de esta Resolución que ofrece cantidades de energía del producto EI_f .

$Q_{EI_{f,s}}$: Cantidad de energía del producto EI_f ofrecida en la subasta por parte del vendedor s . Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{EI_{f,w}}$: Cantidad de energía del producto EI_f ofrecida en la subasta por parte del vendedor w . Este valor se expresará en MBTUD.

$\Delta p_{EI_{f,s}}$: Delta de precio declarado por el vendedor s , con el cual se formará el precio de oferta del producto EI_f para el vendedor s según se establece en la Tabla 5. Este valor deberá ser igual o mayor a cero (0) y se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{EI_{f,s}}$: Precio de reserva del producto EI_f declarado por el vendedor s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{EI_{f,w}}$: Precio de reserva del producto EI_f declarado por el vendedor w . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Los valores $\Delta p_{EI_{f,s}}$, $PR_{EI_{f,s}}$ y $PR_{EI_{f,w}}$ deberán ser superiores o iguales a cero (0) y no podrán tener más de dos (2) cifras decimales.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

En el evento en que una declaración no se ajuste a lo aquí dispuesto, el administrador de las subastas lo informará al vendedor respectivo el cual dispondrá de una (1) hora para la corrección correspondiente, contada a partir del momento en que el administrador de las subastas lo haya informado. Si cumplido este plazo no se recibe la declaración debidamente ajustada, el administrador de las subastas entenderá que el vendedor no participará en la subasta.

5.5 Publicación de la cantidad disponible

A más tardar a las 11:00 horas del penúltimo día hábil del mes calendario anterior al mes de consumo de la energía del producto EI_f el administrador de las subastas publicará la cantidad total de energía disponible, Q_{EI_f} , como se señala en la Tabla 2.

Tabla 2. Cantidad total de energía disponible

Fuente	Cantidad total, Q_{EI_f}
f	$Q_{EI_f} = \sum_s Q_{EI_f,s} + \sum_w Q_{EI_f,w}$

Donde:

Q_{EI_f} : Cantidad total de energía del producto EI_f ofrecida en la subasta por parte de los vendedores s y w . Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{EI_f,s}$: Cantidad de energía del producto EI_f ofrecida en la subasta por parte del vendedor s . Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{EI_f,w}$: Cantidad de energía del producto EI_f ofrecida en la subasta por parte del vendedor w . Este valor se expresará en MBTUD.

5.6 Recibo de las solicitudes de compra

Entre las 11:00 y las 13:00 horas del penúltimo día hábil del mes calendario anterior al mes de consumo de la energía del producto EI_f los compradores enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 3.

Tabla 3. Demanda del comprador j

Preferencia	Cantidades	Precios
i	$D_{EI_f,j}(p_{EI_f,j}^i)$	$p_{EI_f,j}^i$

Donde:

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- i : Preferencia del comprador j . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).
- $D_{EI_f,j}(p_{EI_f,j}^i)$: Cantidad de energía del producto EI_f que el comprador j está dispuesto a comprar al precio $p_{EI_f,j}^i$, según su preferencia i . Este valor se expresará en MBTUD.
- $p_{EI_f,j}^i$: Precio que el comprador j está dispuesto a pagar por la cantidad $D_{EI_f,j}(p_{EI_f,j}^i)$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- j : Cada uno de los compradores a los que se hace referencia en los Artículos 18 y 34 de esta Resolución, con disposición a comprar cantidades de energía del producto EI_f .

La cantidad $D_{EI_f,j}(p_{EI_f,j}^i)$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) MBTUD, y deberá ser igual o inferior a la cantidad total de energía disponible, Q_{EI_f} . Por su parte, el precio $p_{EI_f,j}^i$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

En el evento en que una declaración no se ajuste a lo aquí dispuesto, el administrador de la subasta lo informará al comprador respectivo quien dispondrá de una (1) hora para la corrección correspondiente, contada a partir del momento en que el administrador de las subastas lo haya informado. Si cumplido este plazo no se recibe la declaración debidamente ajustada, el administrador de las subastas entenderá que el comprador no participará en la subasta.

5.7 Desarrollo de las subastas

Entre las 14:00 y las 17:00 horas del penúltimo día hábil del mes calendario anterior al mes de consumo, el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto EI_f , como se dispone a continuación:

- a) Con base en las cantidades $D_{EI_f,j}(p_{EI_f,j}^i)$ y en los precios $p_{EI_f,j}^i$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto EI_f , DA_{EI_f} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda agregada del producto EI_f , DA_{EI_f}

Demanda agregada, DA_{EI_f}	Precio, pd_{EI_f}
$\sum_j D_{EI_f,j}(pd_{EI_f,máx})$	$pd_{EI_f,máx}$

Handwritten signature and initials

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$\sum_j D_{El_f,j}(pd_{El_f,m\acute{a}x-1})$	$pd_{El_f,m\acute{a}x-1}$
$\sum_j D_{El_f,j}(pd_{El_f,m\acute{a}x-2})$	$pd_{El_f,m\acute{a}x-2}$
...	...
$\sum_j D_{El_f,j}(pd_{El_f,m\acute{i}n+1})$	$pd_{El_f,m\acute{i}n+1}$
$\sum_j D_{El_f,j}(pd_{El_f,m\acute{i}n})$	$pd_{El_f,m\acute{i}n}$

Donde:

$D_{El_f,j}(pd_{El_f})$: Cantidad de energía del producto El_f que el comprador j está dispuesto a comprar al precio pd_{El_f} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en MBTUD.

pd_{El_f} : Cada uno de los precios que los compradores j están dispuestos a pagar por el producto El_f . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{El_f,m\acute{a}x}$ hasta $pd_{El_f,m\acute{i}n}$.

$pd_{El_f,m\acute{a}x}$: Es el mayor de los precios $pi_{El_f,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 3. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pd_{El_f,m\acute{i}n}$: Es el menor de los precios $pi_{El_f,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 3. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pd_{El_f,m\acute{a}x-1}, \dots, pd_{El_f,m\acute{i}n+1}$: Son los precios $pi_{El_f,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 3, organizados de mayor a menor entre $pd_{El_f,m\acute{a}x}$ y $pd_{El_f,m\acute{i}n}$. Estos valores se expresarán en

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- b) Con base en las cantidades $Q_{EI_{f,s}}$ y $Q_{EI_{f,w}}$ y en los valores $\Delta p_{EI_{f,s}}$, $PR_{EI_{f,s}}$ y $PR_{EI_{f,w}}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada de cada producto EI_f , OA_{EI_f} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 8. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.
- i. Establecer el precio de oferta del producto EI_f para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 5 y en la Tabla 6.

Tabla 5. Precio de oferta de cada vendedor w

Cantidad ofrecida	Precio
$O_{EI_{f,w}}(p_{O_{EI_{f,w}}}) = Q_{EI_{f,w}}$	$p_{O_{EI_{f,w}}} = PR_{EI_{f,w}}$

Donde:

$O_{EI_{f,w}}(p_{O_{EI_{f,w}}})$: Cantidad de energía del producto EI_f que el vendedor w está dispuesto a vender al precio $p_{O_{EI_{f,w}}}$. Este valor se determinará de conformidad con lo declarado según la Tabla 1 y se expresará en MBTUD.

$p_{O_{EI_{f,w}}}$: Precio de oferta para la venta del producto EI_f por parte del vendedor w . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Tabla 6. Precio de oferta de cada vendedor s

Cantidad ofrecida	Precio
$O_{EI_{f,s}}(p_{O_{EI_{f,s}}}) = Q_{EI_{f,s}}$	$p_{O_{EI_{f,s}}} = \max [PR_{EI_{f,s}}, PR_{EI_{f,w},\max} + \Delta p_{EI_{f,s}}]$

Donde:

$O_{EI_{f,s}}(p_{O_{EI_{f,s}}})$: Cantidad de energía del producto EI_f que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $p_{O_{EI_{f,s}}}$. Este valor se determinará de conformidad con lo declarado según la Tabla 1 y se expresará en MBTUD.

$p_{O_{EI_{f,s}}}$: Precio de oferta para la venta del producto EI_f por parte del vendedor s . Este valor se expresará en

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{El_f,w,max}$: Es el mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores w , según la Tabla 1. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- ii. Establecer la curva de oferta del producto El_f para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 7.

Tabla 7. Oferta de cada vendedor

Cantidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < p_{O_{El_f}} < p_{O_{El_f,k}}$
$O_{El_f,k}(p_{O_{El_f,k}})$	$p_{O_{El_f}} \geq p_{O_{El_f,k}}$

Donde:

k : Cada uno de los vendedores s y w que ofrecen cantidades de energía del producto El_f .

$O_{El_f,k}(p_{O_{El_f,k}})$: Cantidad de energía del producto El_f que se ofrece para la venta en la subasta por parte del vendedor k , al precio $p_{O_{El_f,k}}$. Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{O_{El_f}}$: Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la energía del producto El_f . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$p_{O_{El_f,k}}$: Precio de oferta para la venta del producto El_f por parte del vendedor k . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- iii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto El_f , OA_{El_f} , la cual se formará a partir de la información de la Tabla 8.

Tabla 8. Oferta agregada del producto El_f , OA_{El_f}

Oferta agregada, OA_{El_f}	Precio, $p_{O_{El_f}}$
$\sum_k O_{El_f,k}(p_{O_{El_f,min}})$	$p_{O_{El_f,min}}$

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$\sum_k O_{EI_f,k}(pO_{EI_f,\min+1})$	$pO_{EI_f,\min+1}$
$\sum_k O_{EI_f,k}(pO_{EI_f,\min+2})$	$pO_{EI_f,\min+2}$
(...)	(...)
$\sum_k O_{EI_f,k}(pO_{EI_f,\max-1})$	$pO_{EI_f,\max-1}$
$\sum_k O_{EI_f,k}(pO_{EI_f,\max})$	$pO_{EI_f,\max}$

Donde:

$O_{EI_f,k}(pO_{EI_f})$:

Cantidad de energía del producto EI_f que el vendedor k está dispuesto a vender al precio pO_{EI_f} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor k según la Tabla 7. Este valor se expresará en MBTUD.

pO_{EI_f} :

Precio de la energía del producto EI_f . Esta variable tomará los valores ordenados en forma ascendente desde $pO_{EI_f,\min}$ hasta $pO_{EI_f,\max}$.

$pO_{EI_f,\min}$:

Es el menor de todos los precios de oferta del producto EI_f establecidos en la Tabla 5 y en la Tabla 6. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pO_{EI_f,\max}$:

Es el mayor de todos los precios de oferta del producto EI_f establecidos en la Tabla 5 y en la Tabla 6. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pO_{EI_f,\min+1}, \dots, pO_{EI_f,\max-1}$:

Son los precios de oferta del producto EI_f establecidos en la Tabla 5 y en la Tabla 6 organizados de menor a mayor entre $pO_{EI_f,\min}$ y $pO_{EI_f,\max}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

[Handwritten signature]

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

c) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{El_f} , y la curva de oferta agregada, OA_{El_f} , para establecer el resultado de la subasta de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{El_f}^*$, p^*), éste determinará la cantidad total de energía adjudicada, $Q_{El_f}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la cantidad de energía que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la cantidad de energía que resulte de aplicar la Ecuación 7:

Ecuación 7

$$\widehat{D}_{El_f,b} = D_{El_f,b}(p_{El_f,b} = p^*) - \left[\left(\sum_j D_{El_f,j}(p^*) \right) - Q_{El_f}^* \right] \times \left[\frac{D_{El_f,b}(p_{El_f,b} = p^*)}{\sum_b D_{El_f,b}(p_{El_f,b} = p^*)} \right]$$

Donde:

b : Comprador j que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 3, una disposición a pagar igual a p^* .

$\widehat{D}_{El_f,b}$: Cantidad de energía del producto El_f que se adjudica al comprador b . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{El_f,b}(p_{El_f,b} = p^*)$: Cantidad de energía del producto El_f que el comprador b declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$D_{El_f,j}(p^*)$: Cantidad de energía del producto El_f que el comprador j está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en MBTUD.

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$Q_{EI_f}^*$: Cantidad total de energía del producto EI_f adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

A cada vendedor cuyo precio de oferta es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la cantidad de energía ofrecida en la subasta, $O_{EI_f,k}$.

A cada vendedor cuyo precio de oferta es igual al precio p^* se le asignará la cantidad de energía resultante de aplicar la Ecuación 8:

Ecuación 8

$$\hat{O}_{EI_f,z} = O_{EI_f,z}(p_{O_{EI_f,z}} = p^*) - \left[\left(\sum_k O_{EI_f,k}(p^*) \right) - Q_{EI_f}^* \right] \times \left[\frac{O_{EI_f,z}(p_{O_{EI_f,z}} = p^*)}{\sum_z O_{EI_f,z}(p_{O_{EI_f,z}} = p^*)} \right]$$

Donde:

z : Vendedor k cuyo precio de oferta, $p_{O_{EI_f,z}}$, es igual a p^* .

$\hat{O}_{EI_f,z}$: Cantidad de energía del producto EI_f que se adjudica al vendedor z . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{EI_f,z}(p_{O_{EI_f,z}} = p^*)$: Cantidad de energía del producto EI_f que el vendedor z declaró estar dispuesto a vender a un precio de oferta igual a p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{EI_f,k}(p^*)$: Cantidad de energía del producto EI_f que el vendedor k está dispuesto a vender al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor k según la Tabla 7. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{EI_f}^*$: Cantidad total de energía del producto EI_f adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{EI_f}^*$ y p^* :

(1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, este precio corresponderá al precio de adjudicación p

Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

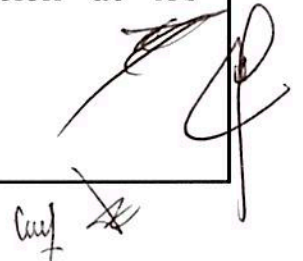
y el subastador tomará la máxima cantidad ofrecida a dicho precio como la cantidad de energía adjudicada, $Q_{El_f}^*$.

- (2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de cantidad, esta cantidad corresponderá a la cantidad de energía adjudicada, $Q_{El_f}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores j , $pd_{El_f, \min}$, según lo establecido en la Tabla 4, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la cantidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{El_f}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la cantidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

- iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la cantidad total adjudicada será cero (0).
- d) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las cantidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de las subastas definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:
- i. Hará una lista de los vendedores k del producto El_f dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.
- ii. Hará una lista de los compradores j del producto El_f dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.
- iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores cantidades residuales del producto El_f . Si a un comprador se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos El_f .



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

5.8 Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 9:00 horas del último día hábil del mes calendario anterior al mes de consumo, el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.



GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 10 Oferta comprometida firme

Para calcular la oferta comprometida firme se utilizará la siguiente ecuación:

$$OCF_{f,t,s,m} = \sum_1^m O_{CF_{f,t,s,m}} + \sum_1^m O_{CF95_{f,t,s,m}} + \min \left| \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}; \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} \right| + \sum_1^m O_{OCGX_{f,t,s,m}} \\ + \max \left| \sum_1^m (O_{C1_{f,t,s,m}} + F_{C2} \cdot O_{C2_{f,t,s,m}}); \sum_1^m (F_{C1} \cdot O_{C1_{f,t,s,m}} + O_{C2_{f,t,s,m}}) \right|$$

Donde:

$OCF_{f,t,s,m}$: Oferta comprometida firme de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.

t : Año que tiene como fecha de inicio 1 de diciembre de un año y como fecha de terminación el 30 de noviembre del año siguiente.

$O_{CF_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos firmes CF de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.

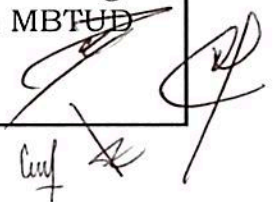
$O_{CF95_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos firmes al 95% $CF95$ de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{CFC_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de suministro con firmeza condicionada CFC de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{OCG_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas OCG de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{OCGX_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas contra exportaciones $OCGX$ de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{C1_{f,t,s,m}}$: Oferta comprometida en contratos de suministro $C1$ de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

$O_{C2f,t,s,m}$: Oferta comprometida en contratos de suministro C2 de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.

F_{C1} : Porcentaje sobre la cantidad máxima de los contratos de suministro C1 que corresponde a firme, según lo establecido en el literal C del Artículo 26 de esta Resolución.

F_{C2} : Porcentaje sobre la cantidad máxima de los contratos de suministro C2 que corresponde a firme, según lo establecido en el literal C del Artículo 26 de esta Resolución.

m : Todos y cada uno de los meses en los que existan contratos vigentes de las modalidades firme, firmeza condicionada, opciones de compra de gas y/u opciones de compra de gas contra exportaciones, definidos en el Artículo 9 de esta Resolución.

Para cada uno de los meses m el gestor del mercado calculará y publicará en el BEC la oferta comprometida firme $OCF_{f,t,s,m}$.

Cuando en la ecuación anterior ocurre que:

$$\sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}} > \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}}$$

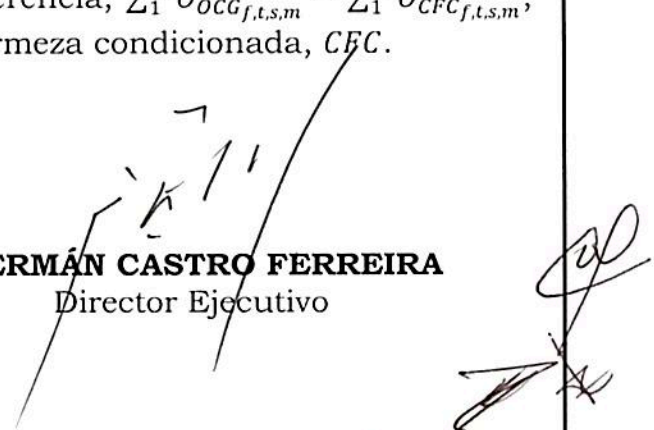
Los vendedores sólo podrán ofrecer la diferencia, $\sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}}$, a través de contratos de opción de compra de gas, OCG .

Cuando por el contrario ocurre que:

$$\sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} > \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}$$

Los vendedores sólo podrán ofrecer la diferencia, $\sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} - \sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}$, a través de contratos de suministro con firmeza condicionada, CFC .


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Anexo 11 **Estabilidad operativa del SNT**

1. A más tardar, el 31 de julio de 2015 el CNOG deberá someter a consideración de la CREG un protocolo que permita:
 - a) Determinar los criterios técnicos para definir la estabilidad operativa en cada una de las agrupaciones de gasoductos establecidas en el numeral 2 de este Anexo, conforme a lo establecido en los numerales 4.6.1 y 4.6.2 del RUT.
 - b) Establecer parámetros para definir la estabilidad operativa de las agrupaciones de gasoductos, los cuales puedan ser verificables por terceros independientes o la autoridad competente. Estos parámetros deberán permitir simular el flujo de gas asociado a cada remitente durante el día de gas y deberán ser publicados por parte del transportador para sus remitentes en el BEO.

Dentro de estos parámetros, el transportador establecerá rangos de presión para cada uno de los puntos de referencia definidos en el numeral 2 de este Anexo así:

- **Rango 1:** Presiones cercanas a la máxima presión de operación permisible –MPOP-, definida según las normas técnicas aplicables. Estas presiones pueden poner en riesgo la infraestructura de transporte cuando sean superiores a la MPOP.
- **Rango 2:** Niveles de presión considerados normales o adecuados para la operación del SNT. Estas presiones no causan potenciales riesgos en la operación del sistema.
- **Rango 3:** Presiones cercanas a la presión mínima requerida por el transportador para cumplir las obligaciones contractuales con sus remitentes.
- **Rango 4:** Presiones inferiores a la presión mínima requerida por el transportador para cumplir las obligaciones contractuales con sus remitentes.

Estos rangos tendrán las siguientes propiedades:

- El Rango 1 tendrá valores entre el valor de presión *a* y valor de presión *b*, sin incluir valor de presión *b*.
- El Rango 2 tendrá valores entre el valor de presión *b* y el valor de presión *c*, incluyendo el valor de presión *b* y sin incluir el valor de presión *c*.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- El Rango 3 tendrá valores entre el valor de presión *c* y el valor de presión *d*, incluyendo el valor de presión *c* y sin incluir el valor de presión *d*.
 - El Rango 4 tendrá valores entre el valor de presión *d* y el valor de presión *e*, incluyendo el valor de presión *d*.
 - El valor *a* será mayor que el valor de presión *b*, el valor de presión *b* mayor que el valor de presión *c*, el valor de presión *c* mayor que el valor de presión *d* y el valor de presión *d* mayor que el valor de presión *e*.
- c) Determinar las condiciones operativas y de estabilidad de las agrupaciones de gasoductos que dan lugar a la suspensión del servicio a uno o más remitentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.6.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 077 de 2008 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. Estas condiciones deberán ser medibles a través de los parámetros determinados en el literal anterior y verificables por terceros independientes o la autoridad competente.
- d) Establecer comunicación entre el transportador y sus remitentes sobre el estado de la agrupación de gasoductos en relación con la definición de estabilidad operativa, el cual servirá de base para determinar la suspensión del servicio a uno o más remitentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.6.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 077 de 2008 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.
2. Basado en la metodología a la que hace referencia el Parágrafo 1 del Artículo 53 de la presente Resolución, el transportador deberá:
- a) Determinar agrupaciones de gasoductos de su sistema de transporte. Estas agrupaciones podrán ser modificadas únicamente cuando se presenten nuevos puntos de inyección o extensión de la red en ese sistema.
 - b) Determinar punto(s) de referencia para cada agrupación de gasoductos de su sistema de transporte, en los cuales el control de presión es determinante para la estabilidad operacional de su respectiva agrupación.

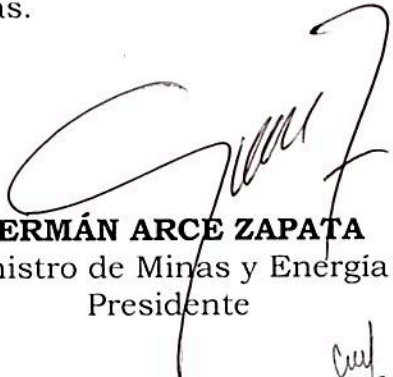
Adicionalmente, el transportador deberá:

- a) Publicar en su BEO la información sobre cuáles son las agrupaciones de gasoductos y sus respectivos puntos de referencia. Esta información deberá ser reportada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y deberá estar disponible a más tardar el 31 de agosto de 2015 únicamente para todos sus remitentes. Cada vez que se presenten modificaciones a estas agrupaciones, el transportador las deberá publicar en su BEO y reportar debidamente documentadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.



Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

- b) Publicar en tiempo real y para sus remitentes, a partir de la fecha de publicación de la información a la que hace referencia el literal anterior, las presiones en cada uno de los puntos de referencia durante el día de gas.



GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Cuf
ST

