



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 185 DE 2020

(23 SEP. 2020)

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los decretos 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 1073 de 2015, y

CONSIDERANDO QUE:

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

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

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

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

JA

8

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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.

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.

21

2

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

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 numeral 2.2.1 del RUT se establecen disposiciones sobre asignación de capacidad primaria por parte del transportador. En particular se establece que “Si el Transportador llegare a recibir solicitudes firmes de servicio de transporte que superen la Capacidad Disponible Primaria, dicha Capacidad deberá asignarse mediante un proceso de Subasta. Tal Subasta deberá efectuarse dentro de los tres meses siguientes al recibo de dos o más solicitudes de transporte y se llevará a cabo de conformidad con los principios de eficiencia económica y neutralidad establecidos por la ley. Los términos y condiciones de la Subasta deberán ser aprobados previamente por la CREG y una vez aprobados deberán ser publicados en el Manual del Transportador”.

El artículo 2.2.2.2.42 del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 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”.

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 la Comisión reglamentó aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 114 de 2017 la Comisión ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compiló y derogó la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

En la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o complementen, se establecen aspectos referentes al gestor del mercado, como son los servicios a su cargo y lineamientos sobre la remuneración del gestor.

En la Resolución CREG 114 de 2017 se establecen los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte de gas natural.

Mediante las resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019, se modificó la Resolución CREG 114 de 2017.

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

Mediante la Resolución CREG 107 de 2017, la Comisión adoptó los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural según los lineamientos establecidos en el Decreto 2345 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, que adiciona el Decreto 1073 de 2015 (Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía).

En la Resolución CREG 107 de 2017 se introduce la definición de “Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, IPAT” en los siguientes términos: “Son los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios estos proyectos corresponden únicamente a gasoductos *loops*, estaciones de compresión y adecuaciones de la infraestructura de transporte de gas que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural”.

Mediante la Resolución CREG 090 de 2016 se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural. En dicha resolución, la Comisión estableció disposiciones transitorias relacionadas con la contratación de capacidad de transporte de gas natural.

En la Resolución CREG 080 de 2019 se define un marco regulatorio general, en el que se establecen los lineamientos sobre los comportamientos esperados de los agentes que participan en la prestación del servicio. En este sentido, se dictan normas generales de comportamiento, concordantes con un buen funcionamiento del mercado, el libre acceso a los bienes esenciales, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia, la libre competencia, la gestión de los intereses de los usuarios y la no utilización abusiva de la posición dominante.

En la actividad de transporte de gas natural, la Comisión regula la remuneración de los sistemas de transporte y aspectos relacionados con el acceso físico y la comercialización de la capacidad de transporte asociada a esos sistemas.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

La remuneración de los sistemas de transporte está sujeta a las metodologías de carácter general que adopta la Comisión para fijar cargos de transporte, como la prevista en la Resolución CREG 126 de 2010, vigente al momento de expedir la presente resolución. Los aspectos relacionados con el acceso físico se regulan en el RUT.

Aspectos relacionados con la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural se establecen en las resoluciones CREG 126 de 2010, 163 de 2014, 090 de 2016, y 107 y 114 de 2017.

En el 2018, mediante la Resolución CREG 008 de 2018, se modificó el numeral 4.5.1.1 del RUT, derogando las disposiciones contenidas en el párrafo 3 del artículo 53 de la Resolución CREG 114 de 2017, referentes al valor de la compensación por variaciones de salida en la actividad de transporte de gas natural.

Análisis internos de la Comisión sugieren adoptar reglas asociadas a la comercialización de la capacidad de transporte en el mercado primario tendientes a: i) hacer más transparente los mecanismos de asignación de capacidad de transporte; ii) agilizar las asignaciones de capacidad de transporte cuando el total de solicitudes supere la capacidad disponible del sistema; y iii) fijar los mecanismos para asignar la capacidad de transporte resultante de la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, lo cual incluye proyectos IPAT y otros del plan de gas.

En el mercado secundario de capacidad de transporte se observa la necesidad de ajustar reglas vigentes e introducir nuevas tendientes a: i) mejorar los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte; ii) incentivar la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado secundario.

De acuerdo con lo anterior, la Comisión, mediante la Resolución CREG 082 de 2019, sometió a consulta la propuesta regulatoria por la cual se establecen una serie de medidas en relación con la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural, a efectos de que: i) se lleve a cabo su asignación de manera eficiente, a nivel de precios y cantidades; ii) se elimine la falta de transparencia en la información relacionada con la disponibilidad y acceso de la capacidad de transporte existente, como aquella que se deriven de expansiones a través de mecanismos de mercados o esquemas centralizados; iii) incorporando mecanismos de asignación más ágiles y eficientes que respondan a las necesidades del mercado.

La anterior propuesta regulatoria incluyó: i) Disposiciones generales relacionadas con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural; ii) aspectos comerciales del mercado primario de capacidad de transporte, que incluyen, modalidades de contratos y participantes en el mercado primario de capacidad de transporte, requisitos mínimos de los contratos de transporte, comercialización de capacidad disponible primaria, asignación de capacidad firme asociada a proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAG, negociación de contratos de transporte con interrupciones; iii) Aspectos comerciales del mercado secundario de capacidad de transporte, que incluye,

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

modalidades y requisitos mínimos de contratos y participantes en el mercado secundario, mecanismos de comercialización de capacidad de transporte, negociaciones a través del Boletín Electrónico de Operaciones, procesos úselo o véndalo de capacidad de transporte, negociación de contratos de transporte con interrupciones; iv) así como otras disposiciones relacionadas con los nuevos servicios a cargo del gestor del mercado y el servicio de parqueo.

Dentro de la anterior propuesta regulatoria también se establecieron disposiciones transitorias, relacionadas con el inicio de los contratos de transporte, las cuales quedaron vigentes mediante la Resolución CREG 146 de 2019, y cuyo período de transición venció el 30 de mayo de 2020.

A continuación, se relacionan las empresas que presentaron comentarios ante la Comisión, con ocasión de la propuesta presentada mediante la Resolución CREG 082 de 2019.

#	Radicado	Comentario de:
1	E-2019-009538	GNI GAS NATURAL INDUSTRIAL DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
2	E-2019-009607	MC2 S.A.S. E.S.P.
3	E-2019-0009903	ISAGEN S.A. E.S.P.
4	E-2019-009922	DINAGAS S.A. E.S.P.
5	E-2019-009972	MC2 S.A.S. E.S.P.
6	E-2019-009978	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
7	E-2019-009981	ASOCIACION NACIONAL DE EMPRESAS GENERADORAS - ANDEG
8	E-2019-009991	ASOCIACION NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO
9	E-2019-009993	EFIGAS S.A. E.S.P.
10	E-2019-009997	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. - EEPD DE MEDELLIN
11	E-2019-009998	ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.
12	E-2019-010000	ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.
13	E-2019-010001	ASOCIACION COLOMBIANA DE GAS NATURAL - NATURGAS
14	E-2019-010002	ASOCIACION COLOMBIANA DE PETROLEO
15	E-2019-010003	EMGESA S.A. E.S.P.
16	E-2019-010004	GASES DE OCCIDENTE S.A E.S.P.
17	E-2019-010007	LLANOGAS S.A. E.S.P.
18	E-2019-010009	BMC BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA
19	E-2019-010010	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P. - SURTIGAS S.A. E.S.P.
20	E-2019-010013	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A E.S.P. TGI S.A. E.S.P.
21	E-2019-010016	MANSAROVAR ENERGY
22	E-2019-010022	PROMIGAS S.A. E.S.P.
23	E-2019-010023	ASOCIACION NACIONAL DE INDUSTRIALES - ANDI
24	E-2019-010025	ASOCIACION COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES COMERCIALES - ASOENERGIA
25	E-2019-010027	GRUPO VANTI
26	E-2019-010028	ASOCIACION COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELECTRICA - ACOLGEN
27	E-2019-010031	HEMBERTH SUAREZ LOZANO
28	E-2019-010035	CORPORACION EFINETICO

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

#	Radicado	Comentario de:
29	E-2019-010036	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. - GECELCA S.A. E.S.P.
30	E-2019-010038	EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - ECOPETROL
31	E-2019-010039	EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - ECOPETROL
32	E-2019-010040	FERRO COLOMBIA S.A.S.
33	E-2019-010044	BMC BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA
34	E-2019-010055	POSTOBON S.A.
35	E-2019-010071	GRUPO VANTI
36	E-2019-010075	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A E.S.P. TGI S.A. E.S.P.
37	E-2019-010285	PROMIGAS S.A. E.S.P.
38	E-2019-010325	CRISTALERIA PELDAR S.A.
39	E-2019-010789	ASOCIACION NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO

En el documento que acompaña esta resolución, se da respuesta al cuestionario de la SIC y a los comentarios recibidos a la propuesta regulatoria, así como se precisan los ajustes realizados a la versión propuesta en la Resolución CREG 082 de 2019.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto compilatorio 1074 de 2015, la Comisión informó mediante comunicación S-2020-004273 a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de resolución “*Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural*”.

Una vez revisada la comunicación con radicado E-2020-011594 allegado por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, se realizan las siguientes recomendaciones:

(i) Enviar para revisión en sede de abogacía de la competencia el proyecto regulatorio al que hace mención el artículo 15 del Proyecto.

En relación con esta recomendación, la Comisión enviará a la Superintendencia de Industria y Comercio el proyecto de resolución definitivo incluyendo los comentarios allegados a la propuesta (Resolución CREG 149 de 2020 por el cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas cuando hay congestión contractual), y previo a la aprobación final de esta propuesta por parte de la CREG.

(ii) Adoptar en el Proyecto mecanismos que mitiguen el efecto de transmisión del riesgo cambiario de la TRM hacia la tarifa final que pagan los usuarios de gas natural que se presenta en la liquidación del servicio de transporte para proyectos del PAG.

Al respecto, nos permitimos aclarar que la recomendación emitida por la SIC no hace parte del alcance de esta resolución. Sin embargo, la Comisión considerará su análisis en el marco de la Resolución CREG 107 de 2017 para determinar si es conducente este ajuste en dicha resolución. Es de anotar que ya se cuenta con un concepto sobre la incidencia en la competencia de dichas disposiciones.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Vale la pena mencionar que la presente resolución considera que la liquidación y facturación de los contratos de comercialización de transporte asociados a los proyectos PAG tendrán en cuenta, entre otras, las modificaciones y sustituciones de la Resolución CREG 107 de 2017, la cual, en nuestro entendimiento, relaciona con el objeto de la recomendación de la SIC.

(iii) Adoptar en el Proyecto los lineamientos generales que deberá observar el regulador de cara a la definición de los criterios de asignación de capacidad primaria en proyectos PAG, así como a los lineamientos para la fijación de los cargos máximos para estos proyectos.

La recomendación de la SIC, entiende la CREG, se relaciona con la asignación de capacidad y precios máximos en escenarios de congestión. Al respecto, se aclara que con la Resolución CREG 149 de 2020 en consulta, los agentes del mercado ya tienen los lineamientos básicos y el mecanismo asociado para la asignación eficiente de la capacidad de transporte.

Respecto a la definición de los precios máximos, se precisa que la Resolución CREG 149 de 2020 en consulta, define claramente estos cargos, asociándolos a los cargos regulados vigentes cuando se asigna a prorrata, o al valor resultante de la puja de los interesados en el caso del mercado no regulado.

Tal como ya se mencionó en la respuesta a la recomendación i) de la SIC, el proyecto definitivo de la Resolución CREG 149 de 2020 será enviado para el análisis correspondiente a la SIC.

Adicionalmente a las precitadas recomendaciones por parte de la SIC, se considera conveniente precisar, una vez analizado el concepto de la SIC integralmente por parte de la Comisión, que la presente resolución no modifica los cargos derivados de la aplicación de la metodología de remuneración del transporte de gas natural vigente (Resolución CREG 126 de 2020), por lo tanto, no se debe considerar como una modificación tarifaria.

La intervención en los precios de los contratos en el mercado secundario en la presente resolución es tal como se menciona en el concepto de la SIC *“(...) esta Superintendencia comprende que la motivación de la CREG para el establecimiento de esta disposición es controlar la generación de incentivos en el mercado secundario. Actualmente el mercado de capacidad de transporte puede propiciar escenarios poco competitivos.”*

Teniendo en cuenta lo anterior, el principal objetivo de la presente resolución es la de establecer reglas claras y transparentes para la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural en Colombia. Para ello, considerando que en la actualidad rigen las disposiciones de la Resolución CREG 114 de 2017, tanto para suministro como transporte, esta Comisión concluyó que es necesario, para claridad del mercado, dividir las actividades aplicables a cada una, tomando como referencia las disposiciones hasta hoy vigentes de la Resolución CREG 114 de 2017 en dos disposiciones por separado. La presente resolución toma como referencia las disposiciones relacionadas con el transporte de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017, y las modifica o las subroga dependiendo del resultado del análisis conforme se ha explicado en

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

los presentes considerandos. Por otra parte, la Comisión ha desarrollado en resolución aparte, la subrogación literal, sin modificaciones, de las disposiciones relacionadas con la actividad de suministro de gas natural descritas en la Resolución CREG 114 de 2017, con todas sus modificaciones vigentes, la cual será objeto de conocimiento del mercado y público en general de manera simultánea con la presente resolución. De esta manera, se considera que se cumple con los principios de transparencia y claridad de la regulación para todos los interesados.

Adicionalmente, la Comisión considera necesario y razonable incorporar una medida transitoria para la implementación y aplicación de las disposiciones descritas en la presente resolución. Para ello, se concederá un plazo razonable limitado en el tiempo, para que el gestor del mercado desarrolle e implemente las funciones que mediante la presente regulación se le asignan.

Lo anterior quiere decir entonces que, hasta tanto las obligaciones asignadas al gestor del mercado no sean desarrolladas e implementadas, las disposiciones relacionadas con la comercialización de transporte descritas en la Resolución CREG 114 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, seguirán estando vigentes.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión CREG No. 1048 del 23 de septiembre de 2020.

R E S U E L V E:

Título I Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto. Mediante la presente resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, relacionados con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural. Esta resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones de capacidad de transporte de gas natural que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

Parágrafo 1. La presente resolución reemplaza las disposiciones relacionadas con la comercialización de capacidad de transporte establecidas en el RUT, en la Resolución CREG 163 de 2014 y en la Resolución CREG 114 de 2017, y sus modificaciones.

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 la presente 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.

Capacidad disponible primaria: Es aquella capacidad de que dispone el transportador y que, de acuerdo con los contratos suscritos, no está

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

comprometida como capacidad firme. Se determinará de conformidad con lo señalado en el Artículo 4 de la presente resolución.

Capacidad disponible primaria asociada a transportador incumbente: Capacidad disponible primaria resultante de adicionar la capacidad disponible primaria del transportador incumbente y la capacidad disponible primaria generada por proyectos de *IPAT* construidos en el sistema del transportador incumbente, en la proporción correspondiente asociada a seguridad de abastecimiento, teniendo en cuenta las definiciones de la UPME en este aspecto.

Capacidad disponible primaria asociada a proyectos del *PAG*: Capacidad disponible primaria generada por proyectos del *PAG* distintos a proyectos de *IPAT*.

Contrato firme o que garantiza firmeza, *CF*: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de una 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.

Capacidad temporal, *CTEMP*: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas que supera la *CMMP*, calculado diariamente por el transportador, en circunstancias excepcionales operativas que se requieran para aumentar la capacidad de los gasoductos tales como baja generación hidroeléctrica, alto despacho térmico de gas, entre otros, con modelos de dinámica de flujos de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como las presiones de operación de entrada y de salida esperadas durante el trimestre. Esta capacidad, cuando se presente, debe ser declarada al gestor del mercado en forma diaria para su publicación en el BEC.

Capacidad para estaciones de compresión, *CCOMP*: Es el máximo volumen de gas que se requiere transportar en un día de gas para atender los consumos de gas de estaciones de compresión dentro de un sistema de transporte, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujos de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como las características técnicas de las estaciones de compresión.

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, siempre y cuando exista una justificación objetiva

Capacidad de transporte de ampliación: Capacidad de transporte asociada a incrementos de capacidad del sistema nacional de transporte, que se identifica según el procedimiento del Artículo 18 de la presente resolución.

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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

Congestión contractual: Condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales, CCT: Contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de capacidad máxima de transporte por trimestres, sin interrupciones, durante uno o varios trimestres estándar consecutivos, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

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 del transportador. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

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 los vendedores a los que hace referencia los artículos 7 y 25 de la presente resolución garantizan el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

Contrato de transporte con interrupciones: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la utilización o en la disponibilidad de capacidad de 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 firme o que garantiza firmeza, CF: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de una 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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

Eventos eximentes de responsabilidad en transporte: 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 la presente resolución.

Fecha de congestión contractual de largo plazo: Será la fecha del primer día calendario del primer trimestre estándar siguiente al decimosegundo trimestre estándar en el que se realiza negociación de capacidad disponible primaria, en el que se presenta congestión contractual.

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

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 de capacidad de transporte: es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

Mercado secundario de capacidad de transporte: mercado donde los participantes del mercado con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales.

Parqueo: Es el servicio que permite a un remitente almacenar gas de parqueo en un tramo o grupo de gasoductos del SNT por un período determinado.

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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 de capacidad de transporte: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario de capacidad de transporte y no haya sido nominada por el remitente y lo no autorizado por el transportador de dicha nominación, para la subasta por rutas, y no nominada por el remitente y no autorizada por el transportador, para la subasta por tramos, para el siguiente día de gas.

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

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. 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.

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 la presente 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

CM

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

capacidad de transporte en el mercado primario, de acuerdo con lo dispuesto en la presente 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 la presente resolución.

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.

Titular de capacidad de transporte: el titular de la capacidad contratada será el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad.

Trimestres estándar: Son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre.

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 período 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 al máximo de la capacidad disponible primaria para contratar con contratos de transporte con firmeza condicionada o contratos de opción de compra de transporte, CDP_1 .

41

2

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

Parágrafo 1. La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales deberá ser igual o inferior, en todo momento, al valor de la capacidad máxima de mediano plazo más el valor de la capacidad temporal. 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 y la capacidad temporal publicada en el *BEC*.

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:

AOM:	Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento
BEC:	Boletín Electrónico Central
CNOG:	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CMMP:	Capacidad Máxima de Mediano Plazo
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
IPAT:	Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte embebidos en una red de transporte existente
KPC:	Mil pies cúbicos estándar
KPCD:	Mil pies cúbicos estándar por día
PAG:	Plan de Abastecimiento de Gas Natural
RUT:	Reglamento único de transporte de gas natural

AM

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

SNT: Sistema nacional de transporte de gas natural
TRM: Tasa representativa del mercado
UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

Título II

Aspectos comerciales del mercado primario de capacidad de transporte

Capítulo I

Modalidades de contratos y participantes en el mercado primario de capacidad de transporte

Artículo 6. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado primario de capacidad de transporte de gas natural sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos de transporte:

1. Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales
2. Contrato de transporte con firmeza condicionada
3. Contrato de opción de compra de transporte
4. Contrato de transporte de contingencia
5. Contrato de transporte con interrupciones

Parágrafo 1. Los contratos 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 el parágrafo 1 del Artículo 15 de la presente 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.

Parágrafo 3. Los contratos que se pacten en el mercado primario de capacidad de transporte deberán ser escritos. 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, la Comisión considerará 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 la presente resolución para el cálculo de la capacidad disponible primaria. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 considerará 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, los valores de las inversiones adicionales no serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte. La remuneración de dichas inversiones será pactada por los transportadores y los generadores térmicos.

Parágrafo 5. La celebración de contratos para la prestación del servicio de parqueo se realizará de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 38 de la presente resolución.

Parágrafo 6. Todos los contratos del mercado primario de capacidad de transporte serán de entrega física.

Artículo 7. Vendedores de capacidad de transporte en el mercado primario. 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 15 y 18 de la presente resolución.

Artículo 8. Compradores de capacidad de transporte en el mercado primario. 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 15 y 18 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Los productores de gas natural, los productores-comercializadores o los comercializadores de gas importado no podrán comprar capacidad de transporte de gas natural para transportar gas destinado a la prestación del servicio público de gas combustible, independientemente de la ubicación y del tamaño del campo o de los campos de producción que operen, excepto cuando se trate de capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad requeridas por el productor-comercializador para poner nuevo gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible.

Parágrafo 2. Los productores de gas natural, los productores-comercializadores o los comercializadores de gas importado podrán actuar como usuarios no regulados para comprar capacidad de transporte en el mercado primario cuando requieran esa capacidad exclusivamente para transportar gas para su propio consumo. La venta de esta capacidad en el mercado secundario se hará únicamente a través del gestor del mercado mediante los procesos úselo o

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

véndalo de largo y de corto plazo establecidos en los artículos 32 y 33 de la presente resolución.

Capítulo II

Requisitos mínimos de los contratos de transporte

Artículo 9. Requisitos mínimos de los contratos de transporte. Los contratos de capacidad firme referidos en los numerales 1, 2 y 3 el Artículo 6 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 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En la ejecución de los contratos referidos en el Artículo 6 de la presente resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana.

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

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

1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.
2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña entregará por escrito a la otra parte, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del mismo y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.

JA

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 transportar gas natural 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 su existencia 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 remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada se suspenderá durante los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.

Parágrafo 2. 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 11. Eventos eximentes de responsabilidad en transporte. Por evento eximente de responsabilidad en transporte se entenderá lo establecido en el Artículo 3 de la presente resolución.

En los contratos a que se refiere el Artículo 6 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:

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

1. La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para el 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 12 de la presente resolución.
4. 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 1.2 del Anexo 2 de la presente resolución. En este caso la no prestación del servicio de transporte debido a la inexistencia del registro será considerada como evento eximente de responsabilidad para la otra parte.

Parágrafo 1. La obligación de los remitentes de pagar el servicio de transporte según la capacidad contratada se suspenderá durante los eventos eximentes de responsabilidad. En caso de que no se afecte la capacidad total de transporte el remitente deberá pagar los cargos fijos aplicados a la capacidad que efectivamente estuvo disponible y los cargos variables aplicados al gas efectivamente transportado.

Parágrafo 2. Para los eventos señalados en los numerales 1, 2 y 4 del presente artículo deberá seguirse el procedimiento establecido en el Artículo 10 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 10 de la presente resolución, si las partes así lo convienen.

Parágrafo 3. 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 operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de gas natural, establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Los remitentes informarán a los transportadores las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Artículo 12. 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 6 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 ciento veinte (120) horas continuas o discontinuas durante un año.

Parágrafo 1. La CREG podrá reducir gradualmente la duración máxima señalada en este artículo en la medida en que en el mercado mayorista haya las condiciones suficientes para reducir la duración permisible 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 11 de la presente Resolución, y el establecido en el presente artículo. Lo anterior sin perjuicio de las demás normas que la CREG adopte en dicho protocolo

Artículo 13. Incumplimiento. Para efectos regulatorios se considera que se incumplen los contratos de transporte, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, así:

1. En el caso de los contratos de transporte bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales:
 - a) Por parte del transportador, cuando éste incumple su obligación de recibir la cantidad de energía nominada en el punto de inicio del servicio y de entregar la cantidad de energía nominada en el punto de terminación del servicio. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la equivalencia energética de la capacidad contratada por el remitente; además, el remitente deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.
 - b) Por parte del remitente, cuando éste incumple su obligación de pagar los cargos de transporte acordados entre las partes.

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

Parágrafo 2. Los transportadores deberán acotar las cantidades de energía autorizada a la equivalencia energética de la capacidad contratada. 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

HT

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

competencia.

Parágrafo 3. La reducción en la cantidad de energía autorizada por parte del transportador para dar cumplimiento a lo establecido en el parágrafo 3 del Artículo 13 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, no será considerada un incumplimiento del transportador.

Artículo 14. Compensaciones. En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el Artículo 13 de la presente resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones:

1. En el caso de los contratos de transporte bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales:
 - a) Si el transportador incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en el literal a) del numeral 1 del Artículo 13 de la presente 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 1 del Anexo 3 de la presente 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 la presente 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. Si las partes definen otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 13 de la presente resolución, las partes también podrán acordar las compensaciones correspondientes.

Capítulo III **Comercialización de capacidad disponible primaria**

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Artículo 15. Procedimiento para comercializar capacidad disponible primaria. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 7 y 8 de esta resolución aplicarán el procedimiento establecido en el presente artículo para negociar y/o asignar capacidad disponible primaria y capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente. Estas negociaciones o asignaciones se harán en cada uno de los trimestres estándar aplicando el siguiente procedimiento:

1. Divulgación de capacidad disponible primaria y de capacidad demandada: Durante el trimestre en el que se realice la negociación se ejecutarán los siguientes pasos para determinar la capacidad disponible y la capacidad demandada:

a) El primer día hábil del trimestre el gestor del mercado calculará, cuando aplique, y publicará en el *BEC* la siguiente información para cada tramo o grupo de gasoductos definidos para efectos tarifarios en cada sistema de transporte:

i. La *CMMP* y la *CCOMP* con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

ii. El cálculo de la capacidad total comprometida en contratos firmes, contratos firmes trimestrales, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte y contratos de transporte de contingencia, con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades comprometidas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

Dentro de la capacidad total comprometida se deberán mostrar las cantidades comprometidas en contratos de contingencia.

iii. El cálculo de la capacidad disponible primaria, o la capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente, determinada como se establece en el Anexo 1 de la presente resolución, con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades disponibles en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

b) Hasta el quinto día hábil del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad solicitarán al transportador, o al transportador incumbente, las capacidades que desean negociar con sujeción a la duración establecida en el Artículo 16 de la presente resolución. En estas solicitudes se especificarán las cantidades en KPCD y la modalidad de contratos con desagregación trimestral para las modalidades firme, firme

dm

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

trimestral, firmeza condicionada, opción de compra y contratos de contingencia. La capacidad solicitada podrá ser distinta para distintos trimestres, pero dentro de cada trimestre deberá corresponder a un único valor.

- c) Hasta el séptimo día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades solicitadas por los remitentes según lo establecido en el literal b) anterior. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- d) Hasta el noveno día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el *BEC* las capacidades declaradas por el transportador o el transportador incumbente según lo establecido en el literal c) anterior.

Estas capacidades tendrán desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresadas en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades solicitadas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- e) Hasta el decimosegundo día hábil del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad podrán ajustar ante el transportador, o el transportador incumbente, las capacidades solicitadas según el literal b) anterior.

Los remitentes que no solicitaron capacidad hasta el quinto día hábil del trimestre podrán solicitar capacidad en este ajuste.

- f) Hasta el decimocuarto día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades ajustadas por los remitentes según lo establecido en el literal e) anterior. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- g) Hasta el decimosexto día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el *BEC* las capacidades ajustadas declaradas por el transportador, o el transportador incumbente, según lo establecido en el literal f) anterior.

Estas capacidades tendrán desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresadas en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades solicitadas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- h) A partir del decimoséptimo día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, y los remitentes que solicitaron capacidad de transporte con base en lo establecido en los literales b) y e) anteriores, negociarán las capacidades solicitadas aplicando las reglas establecidas en el numeral 2 del presente artículo.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

2. Negociación y/o asignación de capacidad disponible primaria: La capacidad disponible primaria en cada tramo o grupo de gasoductos, publicada por el gestor según el numeral 1, literal a), numeral iii del presente artículo, se negociará o asignará a los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del numeral 1, literales b) y e) del presente artículo, como sigue:

a) Si en el horizonte de 10 años, la capacidad total solicitada es menor o igual a la capacidad disponible primaria, el transportador, o el transportador incumbente, negociará la capacidad disponible primaria directamente con los remitentes. La negociación directa a que hace referencia este literal se puede realizar hasta que se identifique la existencia de congestión contractual en algún trimestre durante este horizonte por parte del transportador o el transportador incumbente.

Para contratar capacidad firme 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 la modifiquen o sustituyan.

b) Si en uno o varios de los trimestres estándar siguientes al trimestre en el que se realiza la negociación se presenta congestión contractual, la capacidad disponible primaria se asignará conforme al mecanismo de asignación que en resolución aparte determine la Comisión.

c) La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no haya congestión se negociará directamente con los remitentes por parte del transportador o el transportador incumbente.

d) La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no hubo congestión y no fue negociada en los términos del literal c) anterior, estará disponible para que el transportador la comercialice diariamente, en los términos del Artículo 17.

e) Si en alguno o varios de los trimestres estándar del horizonte de 10 años, siguientes al decimosegundo trimestre estándar en el que se realiza la negociación de capacidad disponible primaria, se presenta congestión contractual, el transportador, o el transportador incumbente, identificará la fecha de congestión contractual de largo plazo y procederá así:

El transportador, o el transportador incumbente, aplicará el procedimiento establecido en el Artículo 18 de la presente resolución con el fin de determinar la necesidad de ampliación en su sistema de transporte para atender las necesidades de capacidad a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo.

3. Registro de contratos: Los contratos resultantes de las negociaciones y/o asignaciones corresponderán a un contrato de transporte firme de capacidades trimestrales y deberán estar registrados ante el gestor del

21

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

mercado a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la negociación y/o asignación de capacidad disponible primaria.

Las capacidades disponibles primarias que no se contraten, o que correspondan a contratos que no se registraron a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la negociación y/o asignación, harán parte de las capacidades disponibles para negociar en el siguiente trimestre estándar.

Parágrafo 1. Los contratos de transporte que estén vigentes al momento de la expedición de la presente resolución y que tengan fecha de vencimiento anterior al último día de uno de los trimestres estándar podrán ser acortados o extendidos, de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el último día del trimestre estándar anterior o posterior en que terminen.

Parágrafo 2. La *CTEMP* que determine el transportador no podrá comprometer la operación del sistema ni el cumplimiento de los contratos de transporte que haya celebrado el transportador, o el transportador incumbente.

Parágrafo 3. 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 4. Las partes podrán acordar las garantías contractuales.

Parágrafo 5. La capacidad de un proyecto *IPAT* que se determine para confiabilidad no se incluirá en la capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente para negociar y/o asignar con base en el procedimiento establecido en el presente artículo.

Artículo 16. Duración de contratos. Los contratos celebrados de capacidad de transporte resultantes de las negociaciones trimestrales en el mercado primario tendrán la duración que acuerden las partes y deberán tener como fecha de inicio de prestación del servicio de transporte el primer día de cualquier trimestre estándar siguiente al trimestre en que se celebró el contrato y como fecha de terminación el último día de un trimestre estándar. La duración mínima será de un trimestre estándar.

Parágrafo 1. Los contratos de capacidad de transporte que se suscriban y registren en el gestor del mercado de gas natural para la capacidad disponible primaria de la infraestructura de transporte de gas natural (i) que se encuentre en operación a la fecha de expedición de esta resolución, y (ii) de los proyectos derivados de los planes de abastecimiento del Ministerio de Minas y Energía, tendrán como fecha máxima de inicio de la prestación del servicio el último trimestre del año de gas de 2025.

JVA

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Parágrafo 2. Todos los contratos que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la presente resolución deberán contener una cláusula regulatoria que especifique que después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG.

Parágrafo 3. Los contratos celebrados entre el Transportador o Transportador incumbente con los remitentes a partir de negociaciones directas tendrán la duración que acuerden las partes hasta el trimestre que se presente Congestión Contractual.

Parágrafo 4. El presente artículo será aplicable a los contratos de capacidad de transporte de gas natural que se suscriban para la capacidad disponible primaria o capacidad disponible secundaria, en relación con la infraestructura de transporte de gas natural que se encuentre en operación a la fecha de inicio de cada trimestre estándar y de los proyectos derivados de los planes de abastecimiento del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 5. Los contratos de transporte de contingencia se podrán negociar en cualquier momento y podrán tener cualquier duración.

Parágrafo 6. Las disposiciones a que hace referencia el presente artículo no le serán aplicables a los contratos de capacidad de transporte de gas natural que se suscriban con objeto de respaldar las obligaciones de energía firme, OEF, en el marco de las subastas de reconfiguración que se realicen.

Artículo 17. Servicios de transporte que exceden la capacidad contratada. El transportador podrá vender a nivel diario las capacidades disponibles no colocadas en los trimestres estándar y la *CTEMP* disponible.

Si un remitente prevé o presenta una demanda máxima de capacidad en un día de gas superior a su capacidad contratada con el transportador o con otro remitente, podrá contratar este excedente en el mercado secundario o a través del transportador, en cuyo caso el transportador cobrará la pareja 100% variable que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM. En caso de que el remitente adquiera dicha capacidad a través del transportador éste lo podrá hacer y el transportador podrá autorizar el transporte de volúmenes de gas superiores a la capacidad contratada. En este caso, el remitente y el transportador están obligados a suscribir un otro sí en un término no superior a dos (2) días hábiles contados a partir del día D de gas del servicio prestado.

Parágrafo 1. Los otro sí en los contratos que se deriven entre el transportador y el remitente, en aplicación del presente artículo, deberán quedar registrados en el gestor del mercado de gas natural dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la suscripción del otro sí.

Parágrafo 2. Las capacidades disponibles no colocadas en los trimestres estándar y la *CTEMP* disponible para que el transportador la comercialice diariamente se hará mediante el siguiente producto:

- Modalidad de contrato: Firme

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- Duración del contrato: Un día
- Inicio del contrato: Cero horas del día de gas.
- Terminación del contrato: 24 horas del día de gas.
- Precio: cargo regulado en los términos del presente artículo.

Los ingresos generados por la comercialización de este producto por parte del transportador, o del transportador incumbente, corresponderán a los ingresos de corto plazo del transportador o del transportador incumbente.

Artículo 18. Procedimiento para determinar la capacidad de transporte de ampliación ante congestión contractual. Para determinar la necesidad de realizar ampliación de capacidad de transporte a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo, el transportador, o el transportador incumbente, aplicarán el siguiente procedimiento:

1. El decimoséptimo día hábil del trimestre estándar en el que se realice la negociación de capacidad disponible primaria el transportador, o el transportador incumbente, mediante comunicado publicado en el BEC, hará invitación pública para que potenciales remitentes interesados en nueva capacidad asociada a ampliación del sistema de transporte manifiesten su interés.
2. Hasta el último día hábil del segundo mes del trimestre los potenciales remitentes interesados declararán al transportador, o el transportador incumbente, su interés en nueva capacidad asociada a la ampliación de capacidad. Esta declaración contendrá las capacidades requeridas en el tiempo por tramo de gasoducto, expresadas en KPCD, con desagregación mensual.
3. El segundo día hábil del tercer mes del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades solicitadas según el numeral 2 anterior. Esta declaración contendrá el nombre de los potenciales remitentes y las capacidades requeridas en el tiempo por tramo de gasoducto, expresadas en KPCD, con desagregación mensual.
4. El cuarto día hábil del tercer mes del trimestre el gestor del mercado publicará en el BEC las capacidades declaradas según el numeral 3 anterior, las cuales corresponderán a capacidades de transporte de ampliación. Esta publicación contendrá el nombre de los potenciales remitentes y las capacidades requeridas en el tiempo por tramo de gasoducto, expresadas en KPCD, con desagregación mensual.

La capacidad total de transporte de expansión no se incluirá en los procedimientos para negociar y/o asignar capacidad en los siguientes trimestres estándar.

5. Se considerará que el transportador, o el transportador incumbente, están negociando las condiciones contractuales del servicio de transporte asociado a la capacidad de transporte de ampliación hasta cuando ocurra alguna de las siguientes situaciones:

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- a) El transportador, o el transportador incumbente, y los remitentes declaren al gestor del mercado el contrato de transporte de capacidad asociada a la expansión, y el gestor del mercado registre dichos contratos.
- b) El transportador, o el transportador incumbente, y los potenciales remitentes presenten al gestor del mercado una solicitud conjunta para retirar las capacidades correspondientes de la publicación de capacidades de transporte de expansión que estén en el *BEC*. Con esta información del gestor del mercado ajustará las capacidades de transporte de expansión del *BEC* dentro de los tres días hábiles siguientes al recibo de la solicitud.

Para contratar capacidad firme asociada a capacidad de transporte de expansión 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. En todos los contratos que se deriven de las disposiciones del presente artículo se observará la misma disposición del parágrafo 2 del artículo 16 de esta resolución.

Parágrafo 2. Los productores-comercializadores que requieran capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad para poner nuevo gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible no participarán en el procedimiento definido en el presente artículo.

Parágrafo 3. Los productores-comercializadores que requieran capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad para poner nuevo gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible negociarán directamente con los transportadores la capacidad asociada a la ampliación observando que:

1. La negociación se hará en cualquier momento.
2. Los productores-comercializadores y los transportadores acordarán la modalidad de contrato que se adecúe a sus necesidades, la cual puede corresponder a alguna de las definidas en el Artículo 6 de la presente resolución.
3. La capacidad de transporte asociada a esta ampliación no hará parte de la *CMMP* ni de la capacidad contratada para efectos de calcular la CDP_0 de que trata el Artículo 4 de la presente resolución.
4. La capacidad de transporte asociada a esta ampliación hará parte de la *CMMP* para efectos de calcular la CDP_0 de que trata el Artículo 4 de la presente resolución cuando (i) el transportador haga la solicitud de acuerdo con la metodología que esté vigente de transporte, y (ii) la Comisión concluya la necesidad y en consecuencia incluya en la base de activos los correspondientes valores eficientes de inversión, para calcular los cargos regulados de transporte, inversiones y gastos de AOM asociados a la ampliación de capacidad.

✱

✱

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

5. Los productores-comercializadores y los transportadores registrarán ante el gestor del mercado los contratos resultantes de estas negociaciones una vez suscritos.

Capítulo IV

Asignación de capacidad firme asociada a proyectos del PAG

Artículo 19. Procedimiento para asignar capacidad disponible primaria asociada a proyectos del PAG. El gestor del mercado aplicará el procedimiento establecido en el presente artículo para asignar la capacidad disponible primaria de proyectos del *PAG*, distintos de *IPAT*, a los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 8 de la presente resolución. Estas asignaciones se harán en cada uno de los trimestres estándar aplicando el siguiente procedimiento:

- 1. Divulgación de capacidad disponible primaria y de capacidad demandada:** Durante el trimestre en el que se realice la asignación se ejecutarán los siguientes pasos para determinar la capacidad disponible y la capacidad demandada:

- a) El primer día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el *BEC* la siguiente información para cada tramo o grupo de gasoductos correspondientes a proyectos del *PAG* distintos de *IPAT*:

- i. La *CMMP* con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

Para estos efectos los transportadores responsables de los proyectos del *PAG* distintos de *IPAT* declararán al gestor del mercado la *CMMP* de cada proyecto.

- ii. La capacidad total comprometida en contratos firmes, con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades comprometidas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- iii. La capacidad disponible primaria, determinada como la diferencia entre la *CMMP* y la capacidad total contratada en contratos firmes, con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades disponibles en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- iv. Los cargos aplicables al contrato de capacidad disponible primaria conforme se establece en el Artículo 20 de la presente resolución.

- b) Hasta el último día hábil del segundo mes del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad solicitarán al gestor las capacidades

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

que desean contratar con sujeción al producto definido en el Artículo 20 de la presente resolución. En estas solicitudes se especificarán las cantidades en KPCD con desagregación trimestral. La capacidad solicitada podrá ser distinta para distintos trimestres, pero dentro de cada trimestre deberá corresponder a un único valor.

2. Asignación de capacidad disponible primaria. El gestor del mercado asignará para cada trimestre estándar la capacidad disponible primaria publicada según el numeral iii, literal a) del numeral 1 del presente artículo a los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del literal b) del numeral 1 del presente artículo, observando los siguientes casos:

- a) Si durante el horizonte de 10 años la capacidad total solicitada es menor o igual a la capacidad disponible primaria, el gestor asignará la capacidad disponible primaria a todos los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del literal b) del numeral 1 del presente artículo. La asignación de capacidad se hará mediante el producto establecido en el Artículo 20 de la presente resolución.
- b) Si en uno o varios trimestres estándar siguientes al trimestre en el que se realiza la negociación se presenta congestión, el gestor asignará la capacidad disponible primaria conforme al mecanismo de asignación que en resolución aparte determine la Comisión.
- c) La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no haya congestión la asignará a todos los remitentes que solicitaron capacidad en los términos del literal b) del numeral 1 del presente artículo. La asignación de capacidad se hará mediante el producto establecido en el Artículo 20 de la presente resolución.

3. Divulgación de capacidad asignada. El quinto día hábil del tercer mes del trimestre el gestor del mercado publicará en el BEC los resultados de la asignación realizada conforme se establece en el numeral 2 del presente artículo, especificando el nombre de los remitentes asignados y las capacidades asignadas con desagregación trimestral, expresadas en KPCD.

4. Suscripción de contratos: Los remitentes a los que se les hayan asignado capacidades deberán suscribir los contratos de transporte con los transportadores responsables de los proyectos del *PAG* distintos de *IPAT* en los que están las capacidades disponibles primarias que se asignaron. Estos contratos tendrán las características establecidas en el Artículo 20 de la presente resolución.

5. Registro de contratos: Los contratos resultantes de las asignaciones deberán estar registrados ante el gestor del mercado a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la asignación de la capacidad disponible primaria.

Las capacidades disponibles primarias que no se asignen, o que correspondan a contratos que no se registraron a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la asignación, harán parte

JA

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

de las capacidades disponibles para asignar en el siguiente trimestre estándar.

Parágrafo 1. En todos los contratos que se deriven de las disposiciones del presente artículo se observará la misma disposición del parágrafo 2 del artículo 16 de esta resolución.

Parágrafo 2. La capacidad de un proyecto del *PAG*, distinto de *IPAT*, que se determine para confiabilidad no se incluirá en la capacidad disponible primaria que debe asignar el gestor del mercado con base en el procedimiento establecido en el presente artículo.

Artículo 20. Producto para asignar capacidad disponible primaria asociada a proyectos del *PAG* distintos de *IPAT*. Las asignaciones de capacidad disponible primaria que realice el gestor del mercado según el procedimiento establecido en el Artículo 19 de la presente resolución harán parte de contratos de transporte que tendrán las siguientes características:

- **Modalidad de contrato:** Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales, *CCT*. Estará conformado por las cantidades asignadas en virtud de lo establecido en los literales a) y b) del numeral 2 de Artículo 19 de la presente resolución.
- **Duración del contrato:** La duración que resulte de la asignación que realice el gestor del mercado a cada remitente. La duración mínima será de un trimestre estándar.
- **Inicio del contrato:** Primer día de cualquiera de los trimestres estándar siguientes al trimestre en que el gestor asignó la capacidad disponible primaria al remitente.
- **Terminación del contrato:** Último día de un trimestre estándar.
- **Garantías:** Las que defina la Comisión en resolución aparte.
- **Cargos:** Cargos fijos y variables expresados en pesos y en dólares americanos, determinados por el gestor del mercado así:

$$CF_{PAG}^{COP} = \frac{0,8 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{COP})}{CMMP_{PAG}}$$

$$CV_{PAG}^{COP} = \frac{0,2 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{COP})}{CMMP_{PAG} \times 365}$$

$$CF_{PAG}^{USD} = \frac{0,8 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{USD})}{CMMP_{PAG}}$$

$$CV_{PAG}^{USD} = \frac{0,2 \times (\overline{IAE}_{PAG}^{USD})}{CMMP_{PAG} \times 365}$$

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Donde:

CF_{PAG}^{COP} : Cargo fijo expresado en pesos por KPCD de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del *PAG*, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

CV_{PAG}^{COP} : Cargo variable expresado en pesos por KPC de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del *PAG*, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

CF_{PAG}^{USD} : Cargo fijo expresado en dólares americanos por KPCD de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del *PAG*, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

CV_{PAG}^{USD} : Cargo variable expresado en dólares americanos por KPC de la fecha base establecida en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del *PAG*, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

$\overline{IAE}_{PAG}^{COP}$: Promedio simple del ingreso anual equivalente en pesos aprobado en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del *PAG*, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

$\overline{IAE}_{PAG}^{USD}$: Promedio simple del ingreso anual equivalente en dólares americanos aprobado en la resolución donde se haga oficial la remuneración del proyecto del *PAG*, según se establece en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

$CMMP_{PAG}$: Capacidad máxima de mediano plazo asociada al proyecto del *PAG*, expresada KPCD.

Estos cargos se actualizarán como se establece en el literal a) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, y aplicarán para el caso en el que no haya congestión. En el caso de congestión el precio será el que se obtenga de la subasta.

La facturación se hará en pesos y se liquidará en el momento de la facturación a la TRM del último día del mes en que se prestó el servicio de transporte.

- **Liquidación:** El servicio de transporte a través del contrato *CCT* se liquidará y facturará mensualmente en pesos con base en lo establecido en el capítulo

JT

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

VI de la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, aplicando la siguiente expresión:

$$Ct = Cc \times (CF) \times \frac{d}{D} + CV \times Vt$$

Dónde:

Ct: Costo de prestación del servicio de transporte a través del contrato *CFAT*, expresado en pesos.

Cc: Capacidad contratada para el mes de prestación del servicio, expresada en KPCD.

CF: Cargo fijo expresado en pesos por KPCD obtenido como la suma del cargo CF_{PAG}^{COP} y del cargo CF_{PAG}^{USD} convertido a pesos por KPCD con la TRM del último día del mes en que se prestó el servicio de transporte.

d: Número de días del mes de prestación del servicio de transporte.

D: Número de días del año calendario del mes en el que se prestó el servicio.

CV: Cargo variable expresado en pesos por KPC obtenido como la suma del cargo CV_{PAG}^{COP} y del cargo CV_{PAG}^{USD} convertido a pesos por KPC con la TRM del último día del mes en que se prestó el servicio de transporte.

Vt: Volumen transportado al remitente durante el mes de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.

Estos ingresos harán parte de los ingresos de corto plazo, ICC_m^s , que se definen en el Artículo 19 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. En resolución aparte la Comisión podrá establecer un mecanismo particular para determinar los cargos máximos aplicables al servicio de transporte en proyectos del *PAG* distintos de *IPAT* para transportar gas proveniente de la infraestructura de importación de gas del Pacífico de que trata la Resolución CREG 152 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Capítulo V

Negociación de contratos de transporte con interrupciones

Artículo 21. Mecanismo de negociación. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 7 y 8 de la presente resolución podrán negociar directamente la compraventa de capacidad de transporte mediante la modalidad de contratos de transporte 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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Artículo 22. Características del contrato de transporte con interrupciones:

Los contratos de transporte con interrupciones que pacte el transportador con sus remitentes tendrán las siguientes características:

- **Período de la negociación:** En cualquier momento dentro del trimestre estándar en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.
- **Duración del contrato:** La duración que acuerden las partes y como máximo un trimestre estándar.
- **Inicio del contrato:** En cualquier momento dentro del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.
- **Terminación del contrato:** En cualquier día del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.
- **Cargos:** Cargos regulados adoptados por la CREG para los tramos o grupos de gasoductos involucrados en el contrato, correspondientes a la pareja 100% variable que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM.
- **Limitaciones:** El transportador no podrá hacer contratos con interrupciones que sumados a lo ya contratado excedan la CMMP de los tramos relacionados.

Título III

Aspectos comerciales del mercado secundario de capacidad de transporte

Capítulo I

Modalidades y requisitos mínimos de contratos y participantes en el mercado secundario

Artículo 23. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado secundario de capacidad de transporte de gas natural sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos de transporte:

1. Contrato de transporte firme
2. Contrato de transporte firme trimestral
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada
4. Contrato de opción de compra de transporte
5. Contrato de transporte de contingencia
6. Contrato de transporte con interrupciones

Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas en los artículos 10, 11, 13, 14 de la presente 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 de transporte con interrupciones durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% de la capacidad contratada.

Parágrafo 6. La duración permisible para labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato, sin que se superen las establecidas en el Artículo 12 de esta resolución.

Artículo 24. Duración de los contratos. Los contratos para el servicio de transporte de gas que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración e intervalos de tiempo que acuerden las partes.

Parágrafo 1. Para efectos de la declaración de la información de que trata el numeral 2.1 del Anexo 2 de la presente resolución, los vendedores y los compradores del mercado secundario de capacidad de transporte deberán disponer de los contratos a los que se hace referencia en este artículo, los cuales deberán constar por escrito.

Parágrafo 2. Los contratos de capacidad de transporte que se suscriban y registren en el gestor del mercado de gas natural para la capacidad disponible secundaria de la infraestructura de transporte de gas natural (i) que se encuentre en operación a la fecha de expedición de esta resolución, y (ii) de los proyectos derivados de los planes de abastecimiento del Ministerio de Minas y Energía, tendrán como fecha máxima de inicio de la prestación del servicio el último trimestre del año de gas de 2025.

Parágrafo 3. Todos los contratos que se suscriban en aplicación de las disposiciones de la presente resolución deberán contener una cláusula regulatoria que especifique que después del último trimestre del año de gas de 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG.

AT

R

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Artículo 25. Vendedores de capacidad de transporte en el mercado secundario. 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 negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el Capítulo II del Título III de la presente resolución.

Artículo 26. Compradores de capacidad de transporte en el mercado secundario. Los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el Capítulo II del Título III de la presente resolución.

Capítulo II Comercialización de capacidad de transporte

Artículo 27. 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 25 y 26 de la presente 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 los artículos 23 y 24 de la presente resolución.

El precio máximo para las capacidades firmes contratadas en estas negociaciones directas será el mismo que se haya negociado en el mercado primario para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad. El precio máximo para las capacidades contratadas mediante contratos con interrupciones en estas negociaciones directas será el correspondiente a la pareja de cargos 0% fijo - 100% variable, con el correspondiente cargo de AOM, aprobada por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad.

Los mencionados vendedores y compradores, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente resolución, realizarán negociaciones de compraventa de capacidad de transporte en el mercado secundario de manera directa si es para contratos para duraciones menores o iguales a una semana. La negociación de contratos para duraciones mayores a una semana se debe hacer siempre y cuando en el BEC estén reportadas y publicadas las respectivas capacidades.

Parágrafo 1. 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 o el remitente cesionario no darán lugar al cobro de cargos adicionales por el servicio de transporte.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Parágrafo 2. Los titulares de los derechos de capacidad de transporte que tengan contratos con una fecha de ejecución futura de inicio de la prestación del servicio y no cuenten con una demanda final para esa capacidad, seis (6) meses antes de la fecha de inicio de la prestación del servicio de los contratos deberán reportar al gestor del mercado como disponible las respectivas cantidades en el BEC.

Parágrafo 3. Los titulares de los derechos de capacidad que se encuentren en la situación descrita en el parágrafo anterior podrán reservar hasta un 3% de la capacidad contratada y no ponerla en el BEC.

Parágrafo 4. De las cantidades de capacidad de transporte que se pongan en el BEC la demanda regulada tendrá la prioridad en su asignación.

Parágrafo 5. El gestor del mercado reportará a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios los contratos de capacidad de transporte con fecha de ejecución futura de inicio de la prestación del servicio que no tienen asociada demanda final seis (6) meses antes del inicio de ejecución de esos contratos.

Artículo 28. Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo. Los participantes del mercado, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente resolución, se acogerán a los mecanismos y procedimientos de negociación de los procesos úselo o véndalo detallados en los Artículos 32 y 33 de la presente resolución.

Capítulo III Negociaciones a través del BEC

Artículo 29. Negociaciones directas a través del BEC. El gestor del mercado pondrá a disposición de los participantes del mercado que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente resolución, la capacidad disponible total para la venta por cada tramo o grupo de gasoductos definidos para efectos tarifarios, expresada en KPCD, y con desagregación (i) diaria para un horizonte mínimo de 24 meses; y (ii) cantidades por vendedor, entre otros aspectos.

La capacidad disponible total para la venta la actualizará y publicará el gestor del mercado el último día hábil de cada semana. Para esto, el penúltimo día hábil de cada semana los vendedores de que trata el Artículo 25 de la presente resolución declararán al gestor del mercado las capacidades disponibles para la venta con la desagregación requerida en los numerales (i) y (ii) anteriores.

A partir de esta información, los vendedores y los compradores que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el Artículo 31 de la presente 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 los artículos 23 y 24 de la presente resolución.

Parágrafo. El gestor del mercado definirá el medio y el formato para la declaración de las capacidades disponibles para la venta a las que se hace

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

referencia en este artículo. El gestor del mercado facilitará la publicación de otra información sobre las capacidades disponibles para la venta que los vendedores deseen publicar voluntariamente.

Artículo 30. Negociaciones directas a través de otras plataformas. La implementación del BEC no impedirá la negociación a través de otras plataformas de iniciativa particular, en cuyo caso el agente que haga transacciones debe reportar la existencia y características de la misma a la Comisión. 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 la presente resolución.

Artículo 31. Registro en el BEC. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 25 y 26 y de la presente 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 25 y 26 de la presente resolución, y si quien adelanta el trámite está facultado para representar a dicho vendedor o comprador.

Capítulo IV

Procesos úselo o véndalo de capacidad de transporte

Artículo 32. Proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte. Los compradores a los que se refiere el Artículo 8 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 18 de la Resolución 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan:

1. Determinación de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado determinará la capacidad de transporte excedentaria según se define en el Anexo 4 de la presente resolución.
2. Subastas de la capacidad excedentaria. El gestor del mercado deberá aplicar el procedimiento de negociación de capacidad excedentaria mediante el mecanismo de subasta que se regirá por el reglamento establecido en el Anexo 4 de la presente resolución.
3. Productos de las subastas. En cada subasta se negociará la capacidad de transporte excedentaria primero por ruta y luego por tramo bajo la modalidad de contrato firme de duración anual. Por ruta se entenderá el

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 la moneda vigente 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 33. 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 por el remitente y lo no autorizado por el transportador de dicha nominación para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores a los que se hace referencia en el Artículo 26 de la presente resolución, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 de la misma. El proceso se hará en dos etapas, una subasta por rutas y luego otra subasta por tramos. Para la negociación de esta capacidad de transporte se seguirá este procedimiento:

Etapa 1: subasta por rutas

1. Declaración de las capacidades disponibles. A más tardar a las 16:40 horas del Día D-1, los transportadores declararán los titulares de las capacidades de transporte de gas natural contratadas, bajo las modalidades de contratos firmes, contratos de transporte firmes de capacidades trimestrales, contratos de opción de compra de transporte 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.

En la nominación, cuando producto de los desvíos que soliciten los titulares se liberen tramos regulatorios los transportadores declararán al gestor los respectivos tramos y cantidades no nominadas.

Las anteriores declaraciones deberán presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 4.4 del Anexo 5 de la presente resolución.

En estas declaraciones 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

responsabilidad a los que se hace referencia en los artículos 10 y 11 de la presente 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 conforme a lo establecido en el numeral 4.4 del Anexo 5 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 17:15 horas del Día D-1, los compradores de que trata el Artículo 26 de la presente resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 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 4.6 del Anexo 5 de la presente resolución.
5. Subasta de la capacidad disponible. El gestor del mercado deberá facilitar la comercialización de las capacidades disponibles, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 4.7 del Anexo 5 de la presente resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 17:15 y las 17:25 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 17:25 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.

JM

R

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

7. Celebración de contratos. Entre las 17:25 y las 18:00 horas el vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa de capacidad de transporte observando los mecanismos de cubrimiento previstos en el numeral 4 del Anexo 5 de la presente resolución y dando el correspondiente aviso al gestor del mercado. El contrato deberá cumplir las condiciones y los requisitos mínimos de un contrato firme sujeto a lo dispuesto en los artículos 23, 24 y 34 de la presente resolución.

Etapa 2: Subasta por tramos

8. A más tardar a las 18:20 horas del Día D-1 el gestor del mercado publicará la capacidad total disponible por cada tramo, de acuerdo con (i) los tramos no asignados en la subasta por rutas y (ii) la declaración por parte del transportador de lo no nominado por el remitente y lo no autorizado por el transportador.
9. Recibo de las solicitudes de compra por tramo. A más tardar a las 18:30 horas del Día D-1, los compradores de que trata el Artículo 26 de la presente resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el Artículo 31 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 4.6 del Anexo 5 de la presente resolución.
10. 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 4.7 del Anexo 5 de la presente resolución. Este mecanismo se aplicará entre las 18:30 y las 18:40 horas del Día D-1 para cada tramo. Habrá tantas subastas como tramos con capacidad disponible para subastar.
11. Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 18:40 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.
12. 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 y 11 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.

AT

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

Parágrafo 2. El remitente de corto plazo será responsable de pagar al vendedor de corto plazo las compensaciones que ocasione por variaciones de salida.

Parágrafo 3. 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 4. A partir de la vigencia de la presente resolución los vendedores de capacidad de transporte definidos en el numeral 2 del Anexo 5 de la presente resolución declararán al administrador de las subastas el número de la cuenta bancaria en la que los compradores que resulten adjudicados en las subastas podrán realizar el prepago de que trata el numeral 4 del Anexo 5.

Parágrafo 5. Todos los días el gestor del mercado de gas natural construirá un reporte de las capacidades de transporte de gas que no fueron al proceso de úselo o véndalo de capacidad de transporte de corto plazo en el Día D-1 y las capacidades de transporte de gas natural que no se utilizaron en el Día D. Este reporte estará a disposición de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para los trámites correspondientes.

Artículo 34. Contrato marco aplicable al proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. El contrato firme del producto definido en el numeral 4.2 del Anexo 5 de la presente resolución será un contrato marco con términos estándar mínimos. Las partes del contrato podrán pactar de mutuo acuerdo términos adicionales a los mínimos. Los términos estándar mínimos y los términos adicionales que acuerden las partes no podrán contrariar, en forma alguna, las disposiciones establecidas en la presente resolución.

Parágrafo. Dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución el gestor del mercado definirá el contrato marco con términos estándar mínimos aplicable a las negociaciones del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. El gestor deberá publicar el contrato marco en el BEC y podrá ajustarlo o actualizarlo en la medida que el mercado lo requiera o que sea necesario para ajustarse a la normatividad vigente.

Título IV Otras disposiciones

Artículo 35. Consideraciones operativas relacionadas con renominaciones

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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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.
2. El transportador podrá 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 el presente artículo.

El transportador sólo podrá 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.

Artículo 36. 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 en los términos de la Resolución CREG 163 de 2017, o aquella que la modifique o sustituya.
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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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 1 ó 2 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.

Parágrafo 1. 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 3 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 4 del Anexo 3 de la presente Resolución por concepto del servicio de transporte del gas adicional extraído del sistema.

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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

día D-2 hasta las 24:00 horas del día de gas en que se presenta el incumplimiento, es negativa.

Parágrafo 3. 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 4. Todos los años, en septiembre, el CNO del sector eléctrico y el CNOG presentarán a la CREG sus análisis 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 5. 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 6. 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 diciembre de 2020 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 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 7. 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 de cantidad 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 8. Toda la información relacionada con desbalances, variaciones de salida y compensaciones de que trata la presente resolución se deberá conservar

JT

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

por el tiempo de acuerdo con lo que sobre cada caso en particular sea determinado por la normativa colombiana.

Artículo 37. Nuevos servicios a cargo del gestor del mercado. Los nuevos servicios que surjan a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución estarán a cargo del gestor del mercado. Los nuevos servicios serán los adicionales a los que presta el gestor del mercado al momento de entrada en vigencia de la presente resolución.

Parágrafo. Hasta tanto entre a prestar sus servicios el gestor del mercado seleccionado para un nuevo período, la Comisión en resolución aparte definirá el responsable y las condiciones que permitan la prestación de los nuevos servicios.

Artículo 38. Servicio de parqueo. El servicio de parqueo se deberá prestar con sujeción a las siguientes disposiciones:

1. **Condiciones generales para la prestación del servicio de parqueo.** El servicio de parqueo se registrará por las siguientes condiciones generales:
 - a) El servicio de parqueo no deberá comprometer la prestación del servicio de transporte pactado en contratos que garantizan firmeza.
 - b) En la prestación del servicio de parqueo el transportador no deberá comprometer la capacidad disponible primaria.
2. **Procedimiento para la prestación del servicio de parqueo.** Para la celebración de contratos para la prestación del servicio de parqueo se deberá aplicar el siguiente procedimiento:
 - a) Con base en documento marco elaborado por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural cada transportador define los términos y condiciones del servicio de parqueo.
 - b) El transportador publica en el boletín electrónico de operaciones un documento que contenga los términos y condiciones del servicio de parqueo. Este documento deberá contener, como mínimo, los siguientes aspectos:
 1. Esquema de comercialización del servicio de parqueo.
 2. Puntos de entrada y salida, cuando aplique, y cantidades disponibles.
 3. Duración del servicio.
 4. Contrato tipo que incluya los elementos establecidos en el numeral 2.2.3 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o complementen.
 5. Compensaciones por incumplimiento de las partes.
 6. Contrato tipo para la prestación del servicio de parqueo.
 - c) Registro de los contratos ante el gestor del mercado: Los contratos de parqueo deberán estar registrados ante el gestor del mercado un día hábil después de su suscripción.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

3. **Remuneración por el servicio de parqueo.** Los precios por el servicio de parqueo serán establecidos libremente por el transportador. El transportador no podrá aplicar precios establecidos libremente que no haya publicado previamente en su boletín electrónico de operaciones. Los precios publicados en el boletín electrónico de operaciones del transportador tendrán una vigencia mínima de un mes contado a partir de la fecha de su publicación.

Artículo 39. Transición. Todas las disposiciones de la presente resolución se aplicarán una vez el gestor del mercado de gas natural desarrolle e implemente lo que le corresponda y a más tardar el 5 de enero de 2021. Dentro del mes siguiente a la publicación de la presente resolución, el gestor del mercado de gas natural deberá publicar en su página web el cronograma y la fecha de implementación de las disposiciones que le correspondan conforme a la presente resolución.

Artículo 40. Derogatorias. Una vez las disposiciones contenidas en la presente resolución sean implementadas por el gestor del mercado en la fecha establecida en el Artículo 39 de la presente resolución, se entenderá derogada la Resolución CREG 114 de 2017 en lo relacionado con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural, el numeral 2.2.1 y 2.2.1.1 del RUT, el numeral 2.4 del anexo de la Resolución CREG 163 de 2014 y todas aquellas disposiciones que le sean contrarias.

Artículo 41. 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 **23 SEP. 2020**


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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:

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

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.

$CCOMP$: Capacidad requerida para transportar el gas que consumen las estaciones de compresión determinada por el transportador y publicada en el *BEC*. 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 .

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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.

d: Número de contratos de transporte de contingencia vigentes.

CCT_q : Capacidad contratada a través del contrato firme de capacidad trimestral *q*. Este valor se expresará en KPCD.

r: Número de contratos firmes de capacidad trimestral 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

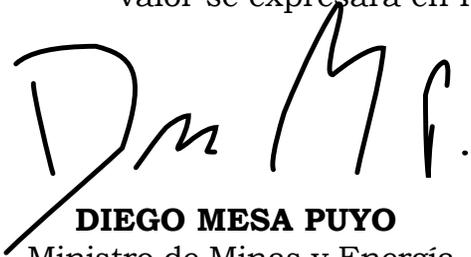
Condición	$CDP_{1,CFCT_c}$	$CDP_{1,COCT_c}$
C_1	$Máx \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_1,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_1,i} \right); 0 \right]$	$Máx \left[\left(\sum_{i=1}^a CFCT_{C_1,i} - \sum_{j=1}^b OCT_{C_1,j} \right); 0 \right]$
C_2	$Máx \left[\left(\sum_{j=1}^b OCT_{C_2,j} - \sum_{i=1}^a CFCT_{C_2,i}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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

$CDP_{1,COCT_C}$: 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.



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Anexo 2
Información transaccional y operativa de transporte

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 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.

Los vendedores y los compradores de capacidad de transporte de gas natural a los que se hace referencia en los Artículos 7 y 8 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 6 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 la moneda vigente por KPC.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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, gas para compresión 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 7 y 8 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 7 y 8 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:

AT

R

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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.

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

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 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 parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.
- iii. 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 parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que trata el numeral i anterior, 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.

AM

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Si el gestor del mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales ii y iii 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.

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 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 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 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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

c) **Publicación**

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

- i. La CMMP establecida en las resoluciones de los cargos regulados aprobados por la CREG, o la CMMP modificada según lo previsto en el parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.
- ii. 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.
- iii. 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 parágrafo 1 del Artículo 4 de esta Resolución.

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 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 25 y 26 y en el parágrafo 2 del Artículo 27 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:

- i. Número del contrato.

Dr-1

8

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Modalidad de contrato, según lo dispuesto en el Artículo 23 de esta resolución, indicando adicionalmente si hay cesión de derechos.
- 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 la moneda vigente 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, gas de compresión 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 25 y 26 y en el párrafo 2 del Artículo 27 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 25 y 26 y en el párrafo 2 del Artículo 27

21

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

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 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.
 - ii. 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.

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 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.

JM

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- ii. 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.
- iii. 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.
- iv. La capacidad de transporte negociada el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el Artículo 33 de esta resolución.
- v. 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 33 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.

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 trata el numeral i anterior, 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

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 operativa

3.1 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) Transporte

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, 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, y cantidad de energía en gas consumida por estaciones de compresión operadas con gas natural y cantidad de energía eléctrica consumida por estaciones de compresión operadas con electricidad en cada uno de los tramos de gasoductos definidos por la CREG en las resoluciones de cargos, expresada en MBTU.
- ii. Cantidad de energía tomada en cada punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU. Adicionalmente, el transportador declarará el número del contrato de transporte 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. Para cada punto de salida y de transferencia entre transportadores el transportador indicará si la cantidad declarada corresponde a medición con telemetría o sin telemetría. En caso de medición sin telemetría, o en aquellos con telemetría en los que se haya presentado falla, la información reportada estará sujeta a verificación y rectificación por parte del transportador durante los siguientes 30 días

JM

2

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

calendario. En la rectificación de la medición con telemetría se debe especificar la falla que justifica el ajuste de la información.

En el punto de salida donde haya más de un contrato el transportador declarará al gestor la medición real y los números de los contratos con sus respectivos remitentes, asociados al punto de salida.

- 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.

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.

b) Información sobre nominaciones de capacidad de transporte de gas

- i. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte.
- Número de operación asignado por el gestor.
- Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.
- Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.
- Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
- Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica, gas para compresión u

AM

7

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.

ii. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte.
- Número de operación asignado por el gestor.
- Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.
- Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.
- Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
- Hora en la cual el transportador recibió la renominación.
- Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo, esto es el final después de renominaciones, para el día de gas por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica u otros.

Cuando el transportador no disponga de la información para declarar al gestor la energía por sectores, este podrá exigir que en la nominación el remitente le presente una estimación de la desagregación por sectores de consumo de la energía nominada. El remitente deberá entregar la estimación el mismo día de la nominación y en el formato que establezca el transportador.

El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este literal

4. 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.

AT

R

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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.


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Anexo 3

Compensaciones en transporte

1. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales 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 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 1.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, 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. En transporte aplica cuando la variable *CFI_m* esté en dólares.

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 la moneda vigente 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

SM

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan. 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan.

2. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada, de opción de compra y firme de capacidades trimestrales para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto 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 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

numeral 1.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, 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_{1m} : 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan. 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. En transporte aplica cuando la variable CFI_m esté en dólares.

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 la moneda vigente 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan. 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 $m - 1$.

$Df_{j,m,T1}$: 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 aquellas que

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en pesos por factura.

Df_{j,m,T_2} : 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan. 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan.

3. Cuando el remitente no entregue la energía dentro del plazo establecido en el Parágrafo 1 del Artículo 36 de la presente Resolución, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio definido así:

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

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 1 del Artículo 36 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. En transporte aplica cuando esta variable esté en dólares.

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

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

DT

2

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

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. En transporte aplica cuando esta variable esté en dólares.

Δ^S : Cantidad de energía del desbalance negativo que excede 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, 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, de acuerdo con lo ordenado en el Artículo 17 de la presente resolución. Esta variable se expresará en su equivalente en la moneda vigente por MBTU.

4.2. 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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. En transporte aplica cuando esta variable esté en dólares.

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, 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 la moneda vigente por MBTU.



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Anexo 4

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 32 de la presente 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 8 de la presente resolución que requieren capacidad firme de transporte para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

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 establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 la moneda vigente 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 regirán 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 establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 25 y 26 de la presente 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.
- h) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las subastas, a través de una

AM

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 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 de suministro de gas natural

AT

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

definidos en la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, 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.

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.
- f) Solicitar al administrador la suspensión de las subastas cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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 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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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 22 y 23 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, 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.
- 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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 del Título III de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, 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 de suministro de gas definidos en la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, 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 y registrado en el gestor del mercado:
 - 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.
 - 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

AT

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 y registrado en el gestor del mercado:
 - 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 1% 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 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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 o registrar contratos de capacidad de transporte y de suministro de gas de forma bilateral en el mercado secundario 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) 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 la moneda vigente 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 la moneda vigente por KPC. Se calculará para el caso de la moneda vigente en pesos colombianos de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CF_{Inv_j} = \frac{\sum_i (CF_{Inv_{i,j}} \times \frac{IPP_{a-1}}{TPP_{i,0}})}{365}$$

CF_{AOM_j} : 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

de gasoductos i de la ruta w , expresado en la moneda vigente por KPC. Se calculará de conformidad con la siguiente ecuación:

$$CF_{AOM_j} = \frac{\sum_i \left(CF_{AOM_{i,j}} \times \frac{IPC_{a-1}}{IPC_{i,0}} \right)}{365}$$

CV_{Inv_j} : 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 la moneda vigente por KPC. Se calculará para el caso de la moneda vigente en pesos colombianos de conformidad con la siguiente ecuación:

:

$$CV_{Inv_j} = \sum_i \left(CV_{Inv_{i,j}} \times \frac{IPP_{a-1}}{IPP_{i,0}} \right)$$

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.

IPP_{a-1} : Es el índice de precios al productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el DANE para el mes de diciembre del año $a - 1$.

$IPP_{i,0}$: Es el índice de precios al productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el DANE 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.

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_{Inv_j} , CF_{AOM_j} y CV_{Inv_j} 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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Si se presenta el caso de cargos de transporte en dólares americanos, se deben actualizar con el PPI reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312) y el precio de reserva se calculará con dichas variables convertidas de dólares a pesos con la TRM correspondiente al momento del cálculo.

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	$0 < p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,v1}}$
$O_{CE_{w,t,v1}}$	$PR_{CE_{w,t,v1}} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,v2}}$
$O_{CE_{w,t,v1}} + O_{CE_{w,t,v2}}$	$PR_{CE_{w,t,v2}} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,v3}}$
(...)	(...)
$\sum_{v=v1}^{v=vn-1} O_{CE_{w,t,v}}$	$PR_{CE_{w,t,vn-1}} \leq p_{CE_{w,t}} < PR_{CE_{w,t,vn}}$
$\sum_{v=v1}^{v=vn} O_{CE_{w,t,v}}$	$PR_{CE_{w,t,vn}} \leq p_{CE_{w,t}}$

$O_{CE_{w,t}}(p_{CE_{w,t}})$: 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 la moneda vigente 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.

$PR_{CE_{w,t,v}}$: Precio de reserva del producto $CE_{w,t}$ correspondiente al vendedor v . Este valor se expresará en la moneda vigente por KPC y lo calculará el administrador de las subastas de conformidad con el numeral 5.5.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 la moneda vigente 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.

5.9. Desarrollo de las subastas

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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, $pd_{CE_{w,t}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,máx}})$	$pd_{CE_{w,t,máx}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,máx-1}})$	$pd_{CE_{w,t,máx-1}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,máx-2}})$	$pd_{CE_{w,t,máx-2}}$
...	...
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,mín+1}})$	$pd_{CE_{w,t,mín+1}}$
$\sum_b D_{CE_{w,t,b}}(pd_{CE_{w,t,mín}})$	$pd_{CE_{w,t,mín}}$

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.

$pd_{CE_{w,t}}$:

Cada uno de los precios que los compradores b están dispuestos a pagar por el producto $CE_{w,t}$. Esta variable tomará los

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 la moneda vigente 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 la moneda vigente 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 la moneda vigente 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:

Ecuación 1

$$\hat{D}_{CE_{w,t},b^*} = D_{CE_{w,t},b^*}(pi_{CE_{w,t},b^*} = p^*) - \left[\left(\sum_b D_{CE_{w,t},b}(p^*) \right) - Q_{CE_{w,t}}^* \right] \times \left[\frac{D_{CE_{w,t},b^*}(pi_{CE_{w,t},b^*} = p^*)}{\sum_{b^*} D_{CE_{w,t},b^*}(pi_{CE_{w,t},b^*} = p^*)} \right]$$

Donde:

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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

$$\hat{O}_{CE_{w,t},v^*} = O_{CE_{w,t},v^*} (PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{CE_{w,t},v} (p^*) \right) - Q_{CE_{w,t}}^* \right] \times \left[\frac{O_{CE_{w,t},v^*} (PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)}{\sum_{v^*} O_{C_{r,y}} (PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)} \right]$$

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.

JM

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

$O_{CE_{w,t},v^*}(PR_{CE_{w,t},v^*} = p^*)$: 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.

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:

AT

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

2. De acuerdo con la información 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.

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.



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Anexo 5

Reglamento de las subastas del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte de gas natural

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 por rutas y luego por tramos regulatorios, según lo dispuesto en el Artículo 33 de la presente 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 26 de la presente resolución.

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, contratos de transporte con firmeza condicionada y contratos de transporte firmes de capacidades trimestrales que no hayan sido nominadas para el siguiente día de gas.

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por 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: capacidad de transporte negociada bajo la modalidad contractual firme para el día de gas. La capacidad contratada de transporte estará asociada a una ruta especificada en el SNT, en la primera subasta, o a un tramo regulatorio, en la segunda subasta. 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.

JM

R

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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, contratos de transporte con firmeza condicionada y contratos de transporte firmes de capacidades trimestrales, con capacidad 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 de la capacidad de transporte disponible, 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.

3.1. 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

AM

2

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 25 y 26 de la presente resolución, con una frecuencia anual. En caso de que alguno de los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los Artículos 25 y 26 de la presente 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 operaciones realizadas en desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

El gestor del mercado será el administrador de las subastas.

3.2. 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.

21

2

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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 capacidad de transporte; ii) los vendedores de capacidad de transporte; 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 subastas dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a las subastas.

3.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de los declarantes de información 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 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 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 capacidad de transporte, según lo establecido en el literal a) del numeral 4.7 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 capacidad de transporte; y ii) la información de precios de reserva para capacidad de transporte, según lo establecido en el literal b) del numeral 4.7 de este Anexo.
- f) Obtener los precios de adjudicación de la capacidad de transporte a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas.

M

3

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

3.4. 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.
- d) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.

3.5. 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

dt

R

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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.

3.6. 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 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.

4.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

4.2. 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.

AT

8

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

4.3. 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.

4.4. Capacidad de transporte disponible y precios de reserva

A más tardar a las 16:40 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 1.

Tabla 1. Declaración de capacidades no nominadas

Ruta*	Titular	Capacidad no nominada
r	v	$Q_{C_r,v}$

Nota*: los declarantes de información deberán especificar los tramos regulatorios que componen cada ruta que declaren.

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 capacidad de transporte. El titular v actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 4.7 y 4.8 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 10 y 11 de la presente 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 1,1 veces 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 , incluyendo los cargos estampilla cuando a ello hubiere lugar. Este precio no podrá tener más de dos (2) cifras decimales y se expresará en la moneda vigente 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.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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.

4.5. 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 2.

Tabla 2. Capacidad total disponible

Ruta*	Capacidad total, Q_{C_r}
r	$Q_{C_r} = \sum_v Q_{C_r,v} - \sum_t \hat{Q}_{C_r,t}$

Nota*: cuando el gestor realice la subasta por tramos esta tabla se construirá con la información de la capacidad disponible que después de la subasta por rutas quede como disponible para el proceso de úselo o véndalo de corto plazo.

Donde:

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.

4.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 17:15 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

dt

2

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 3.

Tabla 3. Demanda del comprador w

Preferencia*	Capacidad demandada	Precio
i	$D_{C_r,w}(p_{i_{C_r,w}})$	$p_{i_{C_r,w}}$

Nota*: cuando el gestor realice la subasta por tramos esta tabla se construirá con la información de las preferencias por tramos.

Donde:

i : Preferencia del comprador w . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).

$D_{C_r,w}(p_{i_{C_r,w}})$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio $p_{i_{C_r,w}}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.

$p_{i_{C_r,w}}$: Precio que el comprador w está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{C_r,w}(p_{i_{C_r,w}})$, según su preferencia i . Este valor se expresará la moneda vigente por KPC.

La capacidad $D_{C_r,w}(p_{i_{C_r,w}})$ 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 $p_{i_{C_r,w}}$ 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.

4.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 17:15 y las 17:25 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:

- 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 4.

Tabla 4. Demanda agregada del producto C_r , DA_{C_r}

Capacidad agregada, DA_{C_r} *	Precio, pd_{C_r}
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,máx})$	$pd_{C_r,máx}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,máx-1})$	$pd_{C_r,máx-1}$

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Capacidad agregada, DA_{C_r} *	Precio, pd_{C_r}
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{a}x-2})$	$pd_{C_r,m\acute{a}x-2}$
...	...
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{i}n+1})$	$pd_{C_r,m\acute{i}n+1}$
$\sum_w D_{C_r,w}(pd_{C_r,m\acute{i}n})$	$pd_{C_r,m\acute{i}n}$

Nota*: cuando el gestor realice la subasta por tramos esta tabla la construirá con la información de la demanda agregada por tramos.

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 3. 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 . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{C_r,m\acute{a}x}$ hasta $pd_{C_r,m\acute{i}n}$.

$pd_{C_r,m\acute{a}x}$: Es el mayor de los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3. Este valor se expresará en la moneda vigente por KPC.

$pd_{C_r,m\acute{i}n}$: Es el menor de los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3. Este valor se expresará en la moneda vigente por KPC.

$pd_{C_r,m\acute{a}x-1}, \dots, pd_{C_r,m\acute{i}n+1}$: Son los precios $pi_{C_r,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3, organizados de mayor a menor entre $pd_{C_r,m\acute{a}x}$ y $pd_{C_r,m\acute{i}n}$. Estos valores se expresarán en la moneda vigente por KPC.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- 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 6. 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 5.

Tabla 5. Oferta de cada vendedor v

Capacidad ofrecida *	Precios
Cero (0)	$0 < p_{O_{C_r}} < PR_{C_r}$
$O_{C_r,v}(PR_{C_r})$	$p_{O_{C_r}} \geq PR_{C_r}$

Nota*: cuando el gestor realice la subasta por tramos esta tabla la construirá con la información de la oferta por tramos.

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.

$p_{O_{C_r}}$: Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r . Este valor se expresará en la moneda vigente por KPC.

PR_{C_r} : Precio de reserva del producto C_r calculado por el administrador de la subasta según lo establecido en el numeral 4.4 de este anexo. Este valor se expresará en la moneda vigente 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 6.

Tabla 6. Oferta agregada del producto C_r , OA_{C_r}

Cantidad agregada, OA_{C_r} *	Precio, $p_{O_{C_r}}$
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,\min})$	$PR_{C_r,\min}$

Nota*: cuando el gestor realice la subasta por tramos esta tabla la construirá con la información de la oferta agregada por tramos.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Donde:

$O_{C_r,v}(p_{O_{C_r}})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio $p_{O_{C_r}}$. Esta capacidad se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 5. Este valor se expresará en KPCD.

$p_{O_{C_r}}$: 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 3.

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 3:

Ecuación 3

$$\hat{D}_{C_r,x} = D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*) - \left[\left(\sum_w D_{C_r,w}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*)}{\sum_x D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*)} \right]$$

Donde:

x : Comprador w que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 3, una disposición a pagar igual a p^* .

$\hat{D}_{C_r,x}$: Capacidad del producto C_r que se adjudica al comprador x . Este valor se expresará en KPCD.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

$D_{C_r,x}(p_{i_{C_r,x}} = p^*)$: 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 3. 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 4:

Ecuación 4

$$\hat{O}_{C_r,y} = O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{C_r,v}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)}{\sum_y O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)} \right]$$

Donde:

y : Vendedor v que declaró un precio de reserva, $PR_{C_r,y}$, igual a p^* .

$\hat{O}_{C_r,y}$: 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 5. Este valor se expresará en KPCD.

JM

J

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

$Q_{C_r}^*$: Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

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 4, 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 las 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 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

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

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 . En estos certificados se deberá indicar el número de la cuenta bancaria donde el comprador puede realizar el prepago mediante transferencia electrónica.

4.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:25 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

Los compradores y los vendedores tendrán hasta la 18:00 horas para suscribir los contratos y dar el aviso correspondiente al gestor del mercado.

4.9. Subasta de úselo o véndalo de corto plazo por tramos

Una vez llevado a cabo el procedimiento descrito en los numerales 4.1 a 4.8 anteriores, el administrador de la subasta deberá:

1. Con base en los resultados de las subastas por rutas, (i) determinar los tramos de gasoductos de las rutas que a la 18:05 horas quedaron con cantidades disponibles, y (ii) publicar dicha oferta por tramo a más tardar a las 18:20 horas del Día D-1 de gas.
2. A más tardar a las 18:30 del día D-1 recibir las solicitudes de compra.
3. Entre las 18:30 y las 18:40 realizar la subasta.
4. A más tardar a las 18:40 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.
5. Los compradores y los vendedores tendrán hasta la 18:50 horas para suscribir los contratos y dar el aviso correspondiente al gestor del mercado.

4. Mecanismos de cubrimiento

Los vendedores de capacidad de transporte deberán suscribir los contratos de transporte con los compradores que hayan resultado asignados en la subasta y que hayan establecido un mecanismo válido para cubrir el riesgo de cartera que enfrenta el vendedor. Los mecanismos para cubrir el riesgo de cartera pueden ser acordados por las partes. En caso de no llegar a acuerdo el comprador podrá realizar prepago de la capacidad así:

- a) Tipo de operación: Transferencia electrónica a la cuenta bancaria que haya declarado el vendedor al administrador de las subastas.

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

- b) Monto de la operación: Valor en pesos para el día de gas obtenido como el producto entre la capacidad adjudicada, expresada en KPCD, el precio de adjudicación, expresado en la moneda vigente por KPC. En caso de que la moneda vigente del precio esté en dólares americanos se deberá hacer la conversión a pesos con la TRM del último día del mes anterior al mes en que se realice la subasta.

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.

Cuando el vendedor incumpla al titular de la capacidad contratada para el día de gas, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador al que le incumplió el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

$$COM = 1,5 \times \left[(TRM \times (P \times T_d)) + (PR_{C_r}) \times \left(\frac{T_d}{PC} \right) \right]$$

Donde:

COM: Valor de la compensación, expresado en pesos.

TRM: Tasa de cambio del último día del mes anterior al mes en que se realice la subasta, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

P: Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes anterior al mes en que se presente el incumplimiento, 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 1.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que esté publicado el último día hábil del mes anterior al mes en que se presente el incumplimiento.

T_d: Cantidad total de energía dejada de transportar durante el día *d*, expresada en MBTU.

d: Día de gas en el que se presentó el incumplimiento.

PR_{C_r}: Precio de reserva del producto *C_r*. Este precio no podrá tener más de dos cifras decimales, en la moneda vigente por KPC.

PC: Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el

Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural

Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes anterior al mes en que se presentó el incumplimiento.


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo