



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 702 003

(21 ABR. 2023)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1258 del 21 de abril de 2023, aprobó someter a consulta pública, durante los treinta (30) días hábiles siguientes a su publicación en el portal web de la CREG, el presente proyecto de resolución *“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural”*. Dicho término acudiendo a lo establecido en el artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017.

Se invita a las empresas, los usuarios, las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas al Director Ejecutivo de la CREG, al correo electrónico creg@creg.gov.co, utilizando el formato Excel *“comentarios_modificaciones_Ajustes_MercadoMayorista.xlsx”*. Para lo anterior se informa que los ajustes y modificaciones correspondientes a la adición de texto a la resolución vigente CREG 186 de 2020 se resaltan en letra en negrilla.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, artículo 2.2.2.30.5.

Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del
suministro del 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 en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, 1260 de 2013, 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*



Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 1 de 164

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 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.

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

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

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

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

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

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

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

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999 y otras que la han modificado y complementado, la CREG adoptó el Reglamento Único de Transporte de gas natural, RUT.

En el numeral 1.3 del RUT se establece que *“(l)a iniciativa para la reforma del Reglamento también será de la Comisión si ésta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor competencia entre oferentes y*



demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados”.

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

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

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

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

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

La Resolución del Ministerio de Minas y Energía 80296 de 2001 dispuso, en relación con el Gas Natural Comprimido Vehicular - GNVC, en su artículo 1 lo siguiente: “(l)os precios a los usuarios finales del GNVC se determinarán libremente. No obstante, el Ministerio de Minas y Energía retomará el control de precios cuando se presenten abusos con los consumidores, indebida discriminación con otros comercializadores de GNVC y, en general, prácticas contrarias a la libre competencia entre todos los oferentes del servicio, de acuerdo con concepto previo de la Superintendencia de Industria y Comercio. Las empresas distribuidoras y transportadoras de gas natural que a su vez sean comercializadoras de GNVC, ya sea por sí mismas o por intermedio de compañías adscritas o vinculadas, ofrecerán a los comercializadores independientes de GNVC las mismas condiciones que ofrecen en relación con el cargo por distribución y transporte, para la comercialización propia del GNVC y se sujetarán a las reglas que promueven la libre competencia.”

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el Decreto 1073 de 2015, los Agentes del mercado que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 8 del decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, el cual se refiere a *Declaración de Producción* y que se destinen para la atención de la demanda de gas natural para las refinerías, tendrán el tratamiento de contratadas para los efectos del mencionado artículo.



De conformidad con lo dispuesto en el párrafo 2 del artículo 5 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, corresponde a la CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 13 de dicho Decreto, definir los mecanismos que permitan a quienes atiendan la demanda esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere dicho artículo.

El Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, en su artículo 11, dispone que la CREG establecerá los mecanismos y procedimientos de comercialización de la producción total disponible para la venta, PTDV, y de las cantidades importadas disponibles para la venta, CIDV, conforme a los lineamientos establecidos en dicha norma.

El artículo 12 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, establece las excepciones a los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV.

En el artículo 13 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, se establecen los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización, determinándose que la CREG *“deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes”*.

El artículo 14 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, establece que *“con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación”*. Así mismo, determina que los contratos de suministro y/o transporte, que a la fecha de expedición de dicho Decreto se encuentren en ejecución, no serán modificados por efectos de esta disposición, salvo que se prorrogue su vigencia, caso en el cual la prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

El artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, determina que cuando la CREG lo solicite, el Consejo Nacional de Operaciones de Gas, CNOG, expedirá los acuerdos y protocolos operativos que se requieran.

El artículo 30 del Decreto 2100 de 2011 determina que la CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético.

Según el párrafo del artículo 22 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-9486881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 5 de 164

El artículo 2.2.2.2.41 del Decreto 1073 de 2015 establece que la CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético.

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

El artículo 1 del Decreto 1710 de 2013 establece que, al expedir el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de gas natural, la CREG podrá *“(a) Establecer 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 “(b) Señalar la información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del Mercado Mayorista de gas natural”.*

El artículo 2 del Decreto 1710 de 2013 modificó el artículo 20 del Decreto 2100 de 2011, y dispuso que *“La CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del Mercado Mayorista de gas natural de que trata el literal c del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. Estas reglas y condiciones deberán asegurar la neutralidad, transparencia, objetividad e independencia del gestor, así como su experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. Así mismo, la CREG determinará la forma y remuneración de los servicios del gestor”.* También dispuso que *“la CREG seleccionará al Gestor del Mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre concurrencia”.*

Conforme al artículo 17 del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, corresponde a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, elaborar un plan indicativo de abastecimiento de gas natural con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

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

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



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-9486881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 6 de 164

Mediante la Resolución CREG 088 de 2013 la Comisión liberó el precio del gas natural puesto en punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte.

Según los estudios efectuados y dada la concentración del mercado de gas natural, la CREG expidió la Resolución 089 de 2013 *“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”* con el fin de promover: i.) La competencia en el Mercado Mayorista de gas natural, diseñando mecanismos que propendieran por una mayor transparencia y liquidez; y, ii.) El uso más eficiente de la infraestructura de suministro y de transporte de gas natural. Dicha Resolución ha sido modificada mediante las resoluciones CREG 124, 151 y 204 de 2013, 089, 122 y 159 de 2014, 022, 032, 088, 105, 139, 140, 143, 213 y 218 de 2015, 070, 137 y 168 de 2016, 001, 060 y 081 de 2017.

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

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

Lo anterior se desarrolló teniendo en cuenta unos lineamientos específicos, entre los cuales se definió un mecanismo para fomentar la competencia, realizando los ajustes que se consideraron necesarios con el fin de mantener el espíritu dentro del cual se concibió y profirió la Resolución CREG 089 de 2013; en virtud de lo cual se expidió la Resolución CREG 114 de 2017, en la que se compiló y derogó la Resolución CREG 089 de 2013 y sus modificaciones, con el fin de facilitar su aplicación y consulta por parte de todos los que hacen parte del sector de gas natural en Colombia.

De igual forma, mediante la expedición de la Resolución CREG 021 de 2019, se introdujo flexibilidad a los contratos que se pacten en el mercado secundario, en el sentido que tendrán la duración que acuerden las partes, siempre y cuando su inicio sea en el año de negociación. Así mismo, se dio flexibilización al inicio de los contratos bilaterales de largo plazo para atender demanda no regulada, entre otras disposiciones.

Considerando la dinámica propia del sector de gas natural en Colombia, la Comisión encontró necesario revisar integralmente la Resolución CREG 114 de 2017. Este análisis tuvo en cuenta, principalmente, los siguientes aspectos: (i) revisión de las disposiciones que modificaron la Resolución CREG 114 de 2017, (ii) identificación y análisis de aquellas disposiciones regulatorias en las que pudieron operar los fenómenos del decaimiento o de la derogatoria tácita; y, (iii) identificación de las disposiciones que son aplicables únicamente a la actividad



de suministro, a la actividad de transporte, o a ambas, y proceder con su separación para mejor entendimiento regulatorio.

Mediante la Resolución CREG 080 de 2019 se establecieron reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, con el objeto de proveer una base normativa integral que guíe el actuar de los prestadores de dichos servicios, congruente con los principios y las obligaciones establecidas en la ley.

Para la Comisión es de gran importancia que todas las resoluciones de carácter general puedan ser consultadas, de forma tal que exista claridad sobre las disposiciones vigentes que rigen cada actividad, facilitando así el acceso y su entendimiento.

Es por ello que, mediante las resoluciones CREG 185 de 2020 y CREG 186 de 2020, se separaron las reglas que regulan aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas, relacionados con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural y con la comercialización del suministro de gas natural, respectivamente.

En este sentido, mediante la expedición de la Resolución CREG 186 de 2020 se compilaron las modificaciones realizadas hasta ese momento sobre la Resolución CREG 114 de 2017, entre otras las Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019.

Mediante el documento CREG-049 de 2021, publicado con la Circular CREG 031 de 2021, la Comisión presentó para comentarios, sugerencias y observaciones de todos los Participantes del Mercado Mayorista de gas natural un *“Análisis de la comercialización mayorista de suministro de gas natural, desde la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013 a la fecha y sus perspectivas de mejora”*. En dicho documento se realizó un análisis, entre otros aspectos, sobre el funcionamiento del mercado, tomando en cuenta la percepción de los agentes, otros análisis o aproximaciones asociados al funcionamiento de la comercialización del suministro de gas natural, la evolución del Mercado Mayorista y su estado actual, y una formulación de alternativas para afrontar las problemáticas presentadas.

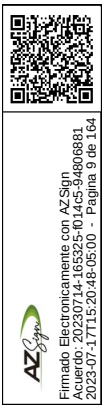
A partir de los análisis presentados en el Documento CREG-049 de 2021, de los comentarios recibidos a las alternativas inicialmente formuladas en dicho documento, y de los resultados de las operaciones en el Mercado Mayorista en el año 2020, durante la emergencia económica y sanitaria decretadas por el Gobierno Nacional como respuesta a la Pandemia del COVID-19, la Comisión consideró conveniente realizar ajustes y modificaciones a algunas de las reglas contenidas en el mercado mayorista de suministro de gas contenidas en la Resolución CREG 186 de 2020, particularmente en el mercado primario del Mercado Mayorista, con el fin de, entre otros aspectos, incentivar una mayor oferta de gas, proveniente de fuentes nacionales o de gas obtenido en el exterior, aumentar la flexibilidad en la contratación del suministro en el mercado primario, el acople de los mecanismos de comercialización del suministro de gas con los mecanismos de comercialización de la capacidad de transporte de gas natural establecidos en la Resolución CREG 185 de 2020 y aquellas que la



modifiquen o sustituyan, y asegurar un mecanismo que permita a los agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro de gas natural con agentes que cuenten con Respaldo Físico, considerando las proyecciones actuales de abastecimiento de gas en el mediano y en el largo plazo.

A partir del análisis realizado y de los comentarios recibidos sobre el mismo anteriormente mencionados, la CREG mediante la Resolución CREG 226 de 2021 sometió el 29 de marzo de 2022 a consulta pública para comentarios un proyecto de resolución de carácter general *“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural y se deroga parcialmente la Resolución CREG 186 de 2020”*. En respuesta a dicha publicación se recibieron comentarios de las siguientes entidades que aparecen en la tabla a continuación:

Radicado	Entidad
E-2022-005259	ISAGEN
E-2022-005909	TGI
E-2022-005935	MC2
E-2022-005960	SHELL
E-2022-005961	SPEC LNG
E-2022-005974	ACOLGEN
E-2022-005987	OILGAS ENERGY
E-2022-006003	TEBSA
E-2022-006016	TERPEL
E-2022-006024	GIGAS ENERGY
E-2022-006053	ANDEG
E-2022-006055	GEAM
E-2022-006063	CANACOL
E-2022-006073	EFICAS
E-2022-006076	PETROL MIL GAS
E-2022-006077	PRIME ENERGIA
E-2022-006082	PAREX RESOURCES
E-2022-006084	TERMOYOPAL
E-2022-006085	LEWIS ENERGY
E-2022-006091	SSPD
E-2022-006093, E-2022-006633 y E-2022-006634	EPM
E-2022-006096	GASES DE OCCIDENTE
E-2022-006105	ACP
E-2022-006108	BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA
E-2022-006112	GASES DEL CARIBE
E-2022-006113	ECOPETROL
E-2022-006117	METROGAS ESP
E-2022-006118	ASOENERGIA
E-2022-006122	ENEL
E-2022-006128	SURTIGAS
E-2022-006133	GECELCA
E-2022-006135	ANDESCO
E-2022-006141	ANDI
E-2022-006146	GASES DE LA GUAJIRA



Radicado	Entidad
E-2022-006151	PROMIGAS
E-2022-006154	HOCOL
E-2022-006157	ALCANOS
E-2022-006158	GASES DEL ORIENTE
E-2022-006162	NATURGAS
E-2022-006302	FRONTERA ENERGY
E-2022-006427	MADIGAS INGENIEROS S.A.
E-2022-006631 y E-2022-006632	VANTI
E-2022-007044	ENERGY FOR THE CARIBBEAN

Con base en los análisis realizados a los comentarios recibidos y los realizados por la Comisión, a través de la presente resolución se establecen ajustes a la propuesta inicialmente presentada en la Resolución CREG 226 de 2021, entre otros, relacionados con la definición del respaldo físico de gas obtenido en el exterior, aspectos de relacionados con la recepción y verificación de información por parte del Gestor del Mercado, modalidades de contratos en el mercado primario, requisitos mínimos del contenido de los contratos firmes, fuentes de suministro exceptuadas a la aplicación de mecanismos de comercialización, balances comerciales y cronogramas de comercialización, ajustes a la aplicación del Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, así como a las condiciones de negociación en el mercado primario.

Para ello, el presente acto tiene como objeto dar a conocer a los agentes interesados y al público en general, el proyecto ajustado por el cual se regulan aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural, como parte del Reglamento de Operación de gas natural.

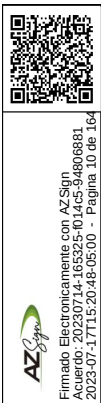
En el documento soporte que acompaña la presente propuesta regulatoria se exponen los análisis que sustentan los ajustes y modificaciones propuestas, así como se da respuesta de manera agrupada a los comentarios recibidos a la Resolución CREG 226 de 2021.

R E S U E L V E:

Título I
Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto. Mediante esta Resolución se regulan aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural, como parte del Reglamento de Operación de gas natural. Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural **a ser utilizado** como combustible **para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.**

Parágrafo. De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, y los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011, la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los



productores-comercializadores, o a la exportación, será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes.

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

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

Almacenador: Participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, entendido servicio de almacenamiento en los términos del numeral 2.3 del RUT o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. Su participación en el Mercado Mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

Año de Gas: para los efectos de la presente resolución, se entiende por año de gas el periodo comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del siguiente año calendario.

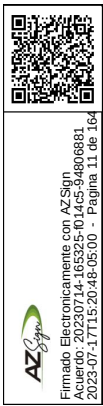
Año de ejecución del contrato: para efectos de la presente resolución, corresponde al periodo comprendido entre el primer día calendario del primer trimestre estándar de ejecución del contrato y el último día calendario del cuarto trimestre estándar de ejecución del contrato y así sucesivamente.

Boletín Electrónico Central, BEC: página web en la que el Gestor del Mercado despliega información transaccional y operativa recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente Resolución. Es también una herramienta que permite a Participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural, y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

Comercialización Mayorista de gas natural: actividad que consiste en la compra del suministro de gas natural en el mercado primario y/o de compra o venta de derechos de suministro de gas natural a título oneroso en el mercado secundario.

Comercialización Minorista de gas natural: actividad que consiste en la intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería, o por otros medios, y su venta a usuarios finales. También consiste en la intermediación comercial de la compra y transporte de gas natural por redes de tubería, o por otros medios, y su venta a usuarios finales que no están conectados a alguna red de distribución de gas. Incluye la celebración de los contratos de servicios públicos y la atención comercial de los usuarios finales.

Comercializador de GNCV: persona natural o jurídica que suministra GNCV a través de estaciones de servicio automotriz, de acuerdo con la definición establecida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.



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

Comercializador de gas importado: participante del Mercado de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público de gas combustible.

Comprador Cesionario: persona jurídica con la cual un comprador de **gas en el mercado** primario celebra un contrato de cesión de un contrato de suministro de gas **suscrito en el mercado primario. El comprador cesionario solamente podrá ser un comprador del mercado primario.**

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

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

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

Condición de probable escasez: corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del Mercado Mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del precio de escasez de activación.

Contrato con interrupciones, CI: contrato escrito en el que los **Participantes del Mercado mayorista** acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo **de una cantidad máxima diaria de gas natural, expresada en MBTUD**, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

Contrato de opción de compra de gas, OCG: contrato escrito en el que un



vendedor garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y, en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador **para cada año de vigencia del contrato o en proporción a la duración del contrato cuando este tiene períodos de duración diferentes**. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente. **Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico, de acuerdo con la definición establecida en la presente resolución, y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del Mercado Mayorista.**

Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX: contrato escrito en el que un **vendedor** garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. **Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico, de acuerdo con la definición establecida en la presente resolución, y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del Mercado Mayorista.**

Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC: contrato escrito en el que un **vendedor** garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor **para cada año de vigencia del contrato o en proporción a la duración del contrato cuando este tiene períodos de duración diferentes**. **Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico, de acuerdo con la definición establecida en la presente resolución, y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del Mercado Mayorista.**

Contrato de suministro de contingencia, CSC: contrato escrito en el que un **vendedor** garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando **el mismo agente u otro Participante del Mercado que suministra gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio desde la(s) fuente(s) de suministro pactada(s)**. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio. **Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico, de acuerdo con definición establecida en la presente resolución, y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del Mercado Mayorista.**

Contrato de suministro firme al 80%, CF80: contrato escrito en el que el **vendedor** garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el **comprador se comprometen a pagar en la liquidación mensual, como mínimo, el 80% de la cantidad contratada correspondiente al mes,**



independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere contar con Respaldo Físico de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente Resolución, y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del Mercado Mayorista.

Contrato de suministro firme al 95%, CF95: contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un periodo determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual, mínimo el 95% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico **de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente Resolución, y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del Mercado Mayorista.**

Contrato firme o que garantiza firmeza, CF: contrato escrito en el que un **vendedor** garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico en los términos de la presente resolución.

Demanda Esencial: de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya corresponde a: i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT; ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; iii) la demanda de GNCV; y, iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional.

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

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

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

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

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

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

Fuente de Suministro de gas: corresponde a un campo de producción ubicado en el territorio colombiano o a un punto de importación. Una fuente de suministro puede tener uno o varios puntos de entrega, que deberán ser identificados en los contratos de suministro del Mercado Mayorista.

Gas metano en depósitos de carbón (GMDC): es una mezcla de gases con un alto contenido de metano y trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno, que se encuentra absorbido al carbón. Cuando lo requiera, deberá ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad establecidas por la CREG en la Resolución CREG 071 de 1999, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Para los efectos previstos en esta Resolución, al GMDC le aplicarán las mismas reglas que se aplican para la comercialización del Gas Natural.

Gas Natural (GN): es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El gas natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la Resolución 071 de 1999 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

Gas Natural Comprimido (GNC): es gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión para realizar su transporte siendo almacenado en recipientes de alta resistencia.

Gas Natural Licuado (GNL): es gas natural cuya temperatura y volumen se reducen a través de un proceso de licuefacción, para su transporte y/o almacenamiento.

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.

Indicador de formación de precios: valor indicativo determinado a partir de información de precios de un conjunto de **Puntos de Entrega** y Puntos Estándar de Entrega.

Infraestructura de Importación: conjunto de instalaciones donde se lleva a cabo el ingreso al territorio nacional de gas natural obtenido en el exterior.



En dicha infraestructura debe estar ubicado y plenamente identificado el punto de importación.

Infraestructura de Regasificación: conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso, que incluyen, entre otras, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y/o tratar el gas natural líquido, bien sea importado o de fuente de suministro nacional.

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. Estas transacciones se harán con sujeción al Reglamento de Operación de gas natural **y los compradores lo adquieren para la atención del servicio público de gas combustible.**

Mercado Minorista de gas natural: conjunto de transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería o por otros medios, y su venta a usuarios finales que están o no conectados a alguna red de distribución de gas.

Mercado primario de suministro: es el mercado donde los Productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado ofrecen en venta el gas natural con destino al servicio público de gas combustible.

Mercado secundario de suministro: mercado donde los Comercializadores y los usuarios no regulados, que han adquirido derechos de suministro de volúmenes de gas, bien sea en el Mercado Primario o en el Mercado Secundario, pueden ofrecer en venta tales volúmenes.

Oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en MBTUD, de las Fuentes de Suministro que un Comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades contractuales que garantizan firmeza según lo dispuesto en la presente resolución. Esta oferta deberá ser igual o inferior a la cantidad importada disponible para la venta, CIDV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya. La oferta de CIDVF requiere contar con Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior.

Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDFV: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en MBTUD, por Punto de Entrega de sus Fuentes de Suministro, que un Productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades contractuales que garantizan firmeza según lo dispuesto en la presente resolución. Esta Oferta deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDFV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya, que le corresponda al mismo Productor-Comercializador. La oferta de PTDFV requiere contar con Respaldo Físico.

Participantes del Mercado Mayorista: 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 transportadores, los distribuidores, los Comercializadores, los Almacenadores y los usuarios no regulados.

Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado, PP: de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.3. del Decreto 1073 de 2015 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya corresponde al pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado.

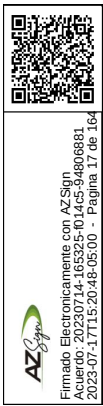
Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta gas natural en una subasta o en un mecanismo de concurrencia de interesados en comprar gas.

Proceso úselo o véndalo de corto plazo de suministro: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los **Participantes del Mercado Mayorista** el gas natural que haya sido contratado en el mercado primario y no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

Productor-comercializador: es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, en un Punto de Entrega **que puede ser o no** un punto de entrada al SNT, **dependiendo de si la fuente de suministro está conectada o no al SNT. Además, puede ser comprador de gas natural en el Mercado Secundario.** 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.

Punto de Entrega: lugar físico identificado y caracterizado, pactado en los contratos de suministro del mercado mayorista donde se mide y se entrega el gas natural. Todos los Puntos de entrega deben estar asociados a una o varias Fuentes de Suministro, y así debe estar determinado en los contratos de suministro del mercado mayorista. Un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de Importación, así como también un Punto de Entrega puede ser o no un Punto de entrada al Sistema Nacional de transporte. Todos los Puntos de entrega deben ser registrados e informados al Gestor del Mercado, en los formatos que este último defina para este efecto.

Punto de Importación: lugar físico plenamente identificado y caracterizado,



ubicado en la Infraestructura de Importación, habilitado para llevar a cabo el ingreso a territorio nacional de gas natural obtenido en el exterior. Puede ser o no un Punto de Entrega.

Punto de Referencia: lugar virtual determinado por el Gestor del Mercado, con el fin exclusivo de realizar balances comerciales de los que trata el artículo 21 y el artículo 22 de la presente resolución.

Puntos Estándar de Entrega: lugar físico plenamente identificado y caracterizado, determinado por la Comisión, que deberán pactar los comercializadores del mercado secundario en los contratos de derechos de suministro, donde se medirá y se entregará físicamente el gas por parte de los vendedores del mercado secundario y se determinan los precios de intermediación del gas. Puede ser o no un Punto de Entrega.

Reservas de Gas Natural: de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, son las reservas probadas y probables certificadas por los productores de gas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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

Respaldo Físico de fuente nacional: Es la garantía de que un Productor-Comercializador cuenta con Reservas de Gas Natural para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes, o que garantizan firmeza, desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas. Además, para efectos de esta resolución, se entenderá que un comercializador de gas natural cuenta con Respaldo Físico cuando tenga registrados ante el Gestor del Mercado de gas contratos Firmes o que garantizan firmeza, como parte compradora.

Respaldo Físico de gas obtenido en el exterior: Es la garantía de que un comercializador de gas importado ha adquirido el gas natural que se comercializará en el Mercado Primario, en un mercado internacional o centro de comercialización, mediante uno o varios contratos de suministro, ya sea que con ellos se cumpla con alguna de las siguientes dos condiciones: i.) Unos plazos de ejecución y cantidades de suministro del gas natural compradas en el exterior, por lo menos iguales a la mayor duración y mayor cantidad que se declare al Gestor del Mercado; o ii.) Unas cantidades totales de gas natural comprado en el exterior, medidas en unidades de energía, MBTU, que sean iguales o superiores a las cantidades de gas natural, medidas en las mismas unidades de energía, que se declaran al Gestor del Mercado para el período declarado.

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

Trimestres Estándar: son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas.



Trimestre Estándar de ejecución: Corresponde al trimestre estándar en que se cumple el compromiso de la entrega de gas natural.

Trimestre Estándar de negociación: Corresponde al trimestre estándar en que se realiza la entrega de información al Gestor del Mercado, la realización de los mecanismos de comercialización y el registro de los contratos resultantes ante el Gestor del Mercado.

Artículo 4. Siglas. Para efectos de la presente Resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
AOM:	Administración, operación y mantenimiento.
BEC:	Boletín Electrónico Central.
BTU:	Abreviatura de <i>British Thermal Unit</i> .
CIDV:	Cantidades importadas disponibles para la venta.
CIDVF:	Cantidades importadas disponibles para la venta en firme.
CMMP:	Capacidad máxima de mediano plazo.
CNOG:	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
GBTU:	Giga BTU.
GBTUD:	Giga BTU por día.
GMDC:	Gas Metano en Depósitos de Carbón
GNCV:	Gas natural comprimido vehicular
KPC:	Mil pies cúbicos estándar.
KPCD:	Mil pies cúbicos estándar por día.
MBTU:	Millón de BTU.
MBTUD:	Millón de BTU por día.
PTDV:	Producción total disponible para la venta.
PTDVF:	Oferta de producción total disponible para la venta en firme.
RUT:	Reglamento Único de Transporte de gas natural.
SNT:	Sistema Nacional de Transporte de gas.
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética.

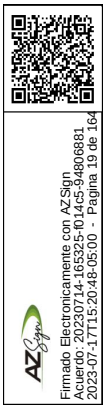
Título II

Gestor del Mercado

Artículo 5. Servicios a cargo del Gestor del Mercado. El Gestor del Mercado prestará los siguientes servicios:

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

El Gestor del Mercado deberá diseñar, poner en funcionamiento y administrar el BEC, que deberá funcionar en su página web. A través del BEC el Gestor del Mercado prestará los servicios especificados en los numerales 2 y 4 del presente artículo. Así mismo, el Gestor del Mercado podrá hacer uso del BEC para prestar los servicios señalados en los numerales 3, **5**, 6 y **7** del presente artículo.



2. Centralización de información transaccional y operativa.

El Gestor del Mercado deberá:

- a) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones realizadas en el mercado primario y en el mercado secundario, tal como se establece en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
- b) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado **de las transacciones de los usuarios no regulados en el mercado minorista**, como se establece en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
- c) Recopilar, verificar, publicar y conservar la información operativa del sector de gas natural, tal como se establece en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Como parte de este servicio, el Gestor del Mercado publicará, a través del BEC, la información que se señala en los numerales 1, 1.3, 3 y 4 del Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que las modifiquen o sustituyan. Cualquier persona podrá acceder, sin costo alguno, a esta información agregada y publicada por el Gestor del Mercado. El Gestor del Mercado podrá prestar otros servicios de información que podrán dar lugar a su cobro.

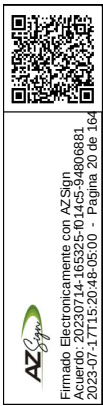
3. Gestión del mecanismo de subasta en el mercado primario de gas natural.

El Gestor del Mercado deberá facilitar la comercialización de gas natural en el mercado primario, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el artículo 22 de la presente resolución, según el reglamento establecido en el Anexo 7 de la misma.

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

El Gestor del Mercado deberá facilitar las negociaciones en el mercado secundario, para lo cual dará aplicación a los procedimientos de que tratan los artículos 33 y 36 de la presente Resolución, y los artículos 29, 32 y 33 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que los modifiquen o sustituyan.

5. **Gestión de la información de la oferta de PTDVF, CIDVF, de las cantidades demandadas por los compradores y realización de los balances comerciales de la oferta y la demanda, todo lo anterior de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 de la presente resolución.**



El Gestor del Mercado deberá, entre otros aspectos referentes a la aplicación de dicho artículo 21, recibir la información que declaren los vendedores y los compradores que actúen en el Mercado Primario, establecer los Puntos de Referencia, desarrollar los balances comerciales que se realizarán trimestralmente, publicar sus resultados y comunicar directamente a los Participantes del Mercado que suministren gas natural los resultados de los trimestres en que el balance comercial resulta deficitario para cada Punto de Referencia.

- 6. Reporte de información para el seguimiento del Mercado Mayorista de gas natural.**

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

- 7. Reporte y publicación de la información de los precios promedio ponderados por cantidades de los contratos, por modalidades contractuales, por fuente de suministro, así como promedios a nivel nacional.**
- 8. Publicación de los valores obtenidos de los índices de actualización de precios establecidos en el Anexo 3 de la presente Resolución, para cada trimestre estándar.**
- 9. Verificación de la información declarada por los agentes, para efectos de lo establecido en el Anexo 1 de la presente resolución.**
- 10. Verificar que al momento de registrarse un contrato, se utilicen en el contrato las modalidades vigentes establecidas por la regulación a la fecha del registro y las condiciones de las fuentes de suministro que se establecen en el contrato y que llevan a la aplicación de lo establecido en el artículo 19 de la presente resolución. En caso de que se verifique que estos aspectos no se cumplen en el contrato que se registra, no se procederá con el registro y se informará a las contrapartes del contrato cuál de estos aspectos se considera que no se cumple.**
- 11. En general, todas aquellas verificaciones que debe desarrollar el gestor del mercado en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.**

Parágrafo 1. Todos los Participantes del Mercado a los que se hace referencia en el artículo 16 y en el artículo 17 de la presente Resolución, están obligados a declarar la información señalada en el Anexo 1 de la presente resolución, entregar copia digital de todos los contratos de suministro del mercado mayorista, así como la información de transporte prevista en la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, según sea el caso. Dicha información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el Gestor del Mercado. En consecuencia, ninguna cláusula de confidencialidad en los contratos celebrados entre los Participantes del mercado será oponible al Gestor



del Mercado, pero éste deberá dar el manejo que corresponda a la información que revista carácter reservado.

Parágrafo 2. La no declaración al Gestor del Mercado de la información señalada en el Anexo 1 de esta Resolución, **la no entrega de la copia digital de todos los contratos de suministro del mercado mayorista** y de la **información de transporte prevista en la** Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de dicha información de manera inconsistente. Lo anterior, sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración **y presentación** de esta información.

Parágrafo 3. El Gestor del Mercado no tendrá competencia para determinar la ocurrencia de casos de ejercicio de poder de mercado, prácticas contrarias a la libre competencia o similares. Tampoco tendrá potestades para sancionar comportamientos de los Participantes del mercado. **En todo caso, sí tendrá la obligación de comunicar a las autoridades de regulación, vigilancia y control, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al conocimiento del caso, de cualquier posible incumplimiento de la regulación en la que, en cumplimiento de las funciones asignadas de Gestor de Mercado, considere que podría haber incurrido un agente del mercado.**

Parágrafo 4. En la elaboración de los formatos requeridos para la captura de información transaccional y operativa, según lo establecido en el Anexo 1 de esta Resolución y de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el Gestor del Mercado podrá apoyarse en el CNOG.

Parágrafo 5. El Gestor del Mercado no podrá registrar los contratos de los Participantes del Mercado Mayorista que no le hayan dado aviso del inicio de sus actividades, lo que conlleva a que no puedan ser ejecutados.

Parágrafo Transitorio. El Gestor del Mercado deberá solicitar en el curso de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de publicación de la presente Resolución, a cada uno de los agentes que hayan registrado contratos del Mercado Primario previo a dicha fecha de publicación, que complete la totalidad de la información requerida en el Anexo 1 de la presente, para cada uno de los contratos registrados que se encuentran en ejecución actual o futura. Cada agente tendrá como plazo para completarla, hasta máximo treinta (30) días hábiles, contados a partir de la fecha del requerimiento realizado por el Gestor del Mercado.

Artículo 6. Selección del Gestor del Mercado. Con la periodicidad que determine la CREG, ésta adelantará un concurso público para seleccionar al Gestor del Mercado que prestará los servicios establecidos en el artículo 5 de esta Resolución o aquella que la modifique o sustituya. Dicho concurso estará sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva, y a la metodología definida por la CREG en resolución aparte.

Artículo 7. Remuneración del Gestor del Mercado. La remuneración del Gestor del Mercado se realizará conforme a lo establecido en el artículo 22



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-9486881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 22 de 164

de la Resolución CREG 055 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Para efectos de lo anterior, los contratos que garanticen firmeza mencionados en dicho artículo corresponden a todos aquellos que requieren **Respaldo Físico**, de acuerdo con lo establecido en la presente resolución, incluidos los que lo requieran al dar aplicación del párrafo del artículo 20 de la presente resolución.

Los vendedores podrán incluir este costo en el precio del gas natural, al momento de la suscripción del contrato correspondiente.

Título III
Aspectos comerciales del mercado primario

Capítulo I
Modalidades de contratos de suministro a ser suscritos en el Mercado Primario

Artículo 8. Modalidades de contratos de suministro permitidos. En el mercado primario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato de suministro Firme al 95%, CF95.
2. **Contrato de suministro Firme al 80%, CF80.**
3. Contrato de suministro de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX.
4. Contrato de suministro de contingencia, CSC.
5. Contrato de suministro con interrupciones, CSI.
6. Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC.
7. Contrato de suministro de opción de compra de gas, OCG.

Los contratos que garanticen firmeza serán los que corresponden a los mencionados en los numerales 1, 2, 3, 4, 6 y 7. Asimismo, corresponderán a aquellos que contengan cantidades de tipo firme, en contratos suscritos en virtud de lo establecido en el párrafo del artículo 20 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Los contratos de suministro de gas que estén en **ejecución** a la entrada en vigencia de la presente Resolución, **incluidos los Contratos de Suministro Firme o Take or Pay suscritos antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013**, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. **Sin perjuicio de lo anterior, las partes no podrán prorrogar su vigencia sin excepción alguna.**

Parágrafo 2. Los productores-comercializadores cuya participación en un contrato de asociación o en un contrato de exploración y producción finalice en una fecha anterior a un 30 de noviembre, podrán comercializar el gas natural que les corresponde mediante negociaciones directas con



otros productores-comercializadores o con los compradores a los que se hace referencia en el artículo 17 de esta Resolución. Estas negociaciones deberán tener como fecha de inicio de la obligación de entrega el 1 de diciembre inmediatamente anterior a la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción, y deberán tener como fecha de terminación de la obligación de entrega la fecha de finalización de la participación en el respectivo contrato de asociación o de exploración y producción. En este caso, no aplicará las disposiciones sobre comercialización conjunta de que trata la Resolución CREG 093 de 2006 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

Parágrafo 3. A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, en ningún caso podrán pactarse **modalidades** de contratos y/o condiciones diferentes a las contempladas en el presente artículo, **excepto para lo estipulado en el parágrafo del artículo 20 de la presente Resolución.** Asimismo, en ningún caso, se podrán pactar periodos de compensación para cantidades **a facturar** que no fueron consumidas **en el mismo mes del suministro a ser facturado.**

Parágrafo 4. Los contratos que se pacten en el mercado primario deberán **constar por escrito, y deberán corresponder íntegra y exclusivamente a una de las modalidades contractuales establecidas en el presente artículo, con excepción de los suscritos en aplicación del parágrafo del artículo 20 de la presente resolución.**

Parágrafo 5. Todos los contratos del mercado primario serán de entrega física.

Parágrafo 6. Los Participantes del Mercado Mayorista de Gas Natural podrán solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la presente Resolución para el mercado primario, y la CREG procederá a su análisis y, de encontrarlo necesario y pertinente, procederá a su aprobación mediante Resolución aparte siguiendo los procedimientos pertinentes que se desarrollan para las regulaciones de iniciativa CREG. Estas nuevas modalidades de contratos deberán cumplir con los requisitos mínimos de que trata el Capítulo II del Título III de la presente Resolución.

Parágrafo 7. Los vendedores señalados en el artículo 16 de la presente Resolución, deberán contar con Respaldo Físico para pactar los contratos de suministro de cantidades con garantía de firmeza, incluidos los acordados en aplicación del parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, y así deberá declararlo en los mismos.

Capítulo II

Requisitos Mínimos de los contratos de suministro

Artículo 9. Requisitos Mínimos de los Contratos de Suministro. Los contratos referidos en el artículo 8 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. **Del mismo modo, los mismos**



Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 24 de 164

requisitos mínimos deberán ser aplicados para las cantidades de gas contempladas en aquellos contratos a suscribir en virtud de lo contemplado en el parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, en que se pacten parcial o totalmente cantidades de tipo firme o que garantiza firmeza, sobre las que se garantiza el servicio de suministro, sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

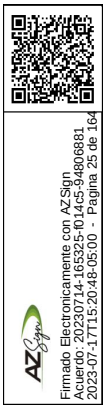
Parágrafo. En el caso de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, las partes tendrán la potestad de determinar su contenido sin contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual.

Artículo 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En la ejecución de los contratos referidos en el artículo 8 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 de este y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.
3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación, se suspenderá el cumplimiento de la obligación de entregar o de aceptar la entrega, a partir del acaecimiento del respectivo hecho y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido.
4. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la notificación, la parte no afectada directamente rechaza por escrito la existencia de un



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

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

Parágrafo 1. La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado se suspenderá **durante la ocurrencia de los eventos eximentes de responsabilidad, como lo son los originados por fuerza mayor, el caso fortuito y la causa extraña.** En caso de que no se afecte la capacidad total de suministro, el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada.

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 4 de este artículo, si las partes así lo convienen.

Artículo 11. Eventos eximentes de responsabilidad. Por evento eximente de responsabilidad se entenderá lo establecido en el artículo 3 de la presente Resolución.

En los contratos a los que se refiere el artículo 8 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de suministro de contingencia y de los contratos con interrupciones, únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad:

1. La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, 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 de actividades de una de las partes, atribuida a una situación de ilegalidad que imposibilite el cumplimiento de sus obligaciones a cualquiera



de las partes.

3. **Excepto en los contratos de duración semanal o mensual**, las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos **de fuentes de suministro nacionales**, 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 1. En este caso la no entrega del gas natural debido a la inexistencia del registro serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad para la otra parte.
5. **Los eventos en la capacidad de transporte que impliquen las suspensiones por ocasión de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, eventos eximentes y labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la infraestructura de transporte, incluida la infraestructura de importación y la infraestructura de regasificación, que contiene el punto de entrada que sirve como punto de entrega del respectivo contrato de suministro, 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, y el parágrafo 3 del artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.**

Parágrafo 1. La obligación de los compradores de pagar el servicio de suministro del gas contratado se suspenderá durante los eventos eximentes de responsabilidad. En caso de que no se afecte la entrega total de suministro, el comprador deberá pagar la cantidad que efectivamente le fue entregada.

Parágrafo 2. Para los eventos señalados en los numerales 1 y 2 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 4 del artículo 10 de la presente Resolución, si las partes así lo convienen.

Parágrafo 3. Los vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución informarán al CNOG y coordinarán con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Los compradores **del Mercado Primario señalados en el artículo 17 de la presente resolución** informarán a los Productores-comercializadores y comercializadores de gas importado las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 27 de 164

no inferior a un mes.

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 8 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 cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año.

Lo anterior no será aplicable en contratos firmes o que garanticen firmeza, cuando el gas natural a suministrar sea gas natural obtenido en el exterior.

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.

Parágrafo 3. En el caso de contratos con duraciones de ejecución que no correspondan a años de duración dados en números enteros, la máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos de suministro se determinará para la parte de la duración menor a un año, en forma proporcional a la fracción del año correspondiente, con base en la proporción obtenida respecto de las horas permitidas máximas para un año completo.

Artículo 13. Incumplimiento. Para efectos regulatorios se considera que se incumplen los contratos de suministro, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, en los siguientes casos:

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, CF, de firmeza condicionada, CFC, y de opción de compra de gas, OCG:
 - a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 28 de 164

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

2. En el caso de los contratos de suministro firme **CF80 y CF95:**

- a) Por parte del vendedor, cuando éste incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador;
- b) Por parte del comprador, cuando éste incumple su obligación de pagar en la liquidación mensual, el máximo entre el gas nominado y el componente 95% de la cantidad contratada en el caso del CF95, **o el máximo nominado y el componente del 80% de la cantidad contratada en el caso del CF80.**

Parágrafo 1. Las partes podrán definir otras circunstancias **adicionales** en que se configure un incumplimiento, **sin que se exima del cumplimiento de la obligación principal del contrato. En todo caso no habrá incumplimiento cuando el vendedor atienda el contrato con el suministro de gas natural proveniente de otra fuente de suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.**

Parágrafo 2. Los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución, deberán acotar la cantidad de energía a suministrar a las cantidades contratadas. El suministro de cantidades de energía por encima de las contratadas podrá ser considerado por las autoridades competentes como una práctica contraria a la libre competencia.

Parágrafo 3. El Gestor del Mercado verificará por lo menos semanalmente que la cantidad de energía a suministrar por parte de **los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución** y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales **en los Puntos de Entrega y en el punto de entrada del SNT, cuando la entrega del gas se realice en un punto de entrada al SNT.** Cualquier reducción en la cantidad de energía a suministrar o en la cantidad de energía autorizada para dar cumplimiento a esta disposición, que obedezca a que las cantidades nominadas no sean iguales, no será considerada un incumplimiento por parte de **los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución** o del transportador, según corresponda.

Parágrafo 4. La cantidad de energía nominada **por los Compradores del Mercado Primario señalados en el artículo 17 de la presente resolución,** debe ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada **por los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución** y la **capacidad de transporte** nominada al transportador debe ser igual o inferior a la equivalencia energética de la **cantidad de energía** contratada por el remitente. **El Gestor del Mercado verificará, por lo menos semanalmente, el cumplimiento de las disposiciones anteriores, y en caso de no cumplirse,**



deberá ponerlo en conocimiento de las autoridades de vigilancia y control competentes.

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

1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, CF, de firmeza condicionada, **CFC**, de opción de compra de gas, OCG, **firme CF80** y firme CF95:
 - a) Si el vendedor incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en los literales a) de los numerales 1 y 2 del artículo 13 de esta Resolución, se deberá reconocer y pagar a la parte afectada 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 2 de esta Resolución.
 - ii. Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del Anexo 2 de esta Resolución.
 - b) Si el comprador incumple la obligación de pagar el gas contratado, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato.

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, o aquel que lo modifique o sustituya, para los contratos de transporte de gas natural.

Parágrafo 3. La CREG determinará el momento a partir del cual las compensaciones definidas en este artículo podrán ser calculadas con base en los precios de las negociaciones realizadas en el mercado secundario. Dichas disposiciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de las mismas.

Parágrafo 4. Si las partes definen otras circunstancias en que se configure un incumplimiento, según lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 13 de esta Resolución, las partes también podrán acordar las compensaciones correspondientes.

Artículo 15. Actualización de precios. Las ecuaciones para la actualización de los precios en los contratos, vigentes o nuevos, podrán ser aplicadas para periodos de como mínimo, un trimestre estándar y podrán ser pactadas por las partes libremente, en el caso de que se utilice el mecanismo de



negociación directa en la que no se aplique un proceso de concurrencia de interesados. Se podrán utilizar entre otras, las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de la presente resolución. Para efectos de aplicar lo anterior solo se puede pactar en un contrato un solo precio inicial a aplicar en el primer período de ejecución del contrato, que será el que se actualizará en cada período de actualización definido en el contrato.

En caso de que no se logre un acuerdo entre las partes al respecto, estas aplicarán las ecuaciones de actualización de precios establecidas en el Anexo 3 con el factor beta (β) igual a cero (0).

La actualización de los precios de los contratos resultantes de la subasta reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución, se realizará cada que se cumpla un año calendario del contrato, contado a partir de la fecha del inicio de su ejecución, con un valor del factor beta (β) igual a cero (0).

En el caso de que en el mecanismo de negociación directa del suministro de cualquier fuente de suministro sin excepciones, se utilicen procesos de concurrencia de interesados en comprar, las ecuaciones de actualización de precios deberán ser idénticas en cada uno de los contratos resultantes de cada proceso.

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

Parágrafo 2. La actualización de precios **en caso de que se aplique el Anexo 3 de la presente resolución**, se aplicará cada **día 1 del trimestre estándar siguiente al trimestre en que se cumpla cada año de ejecución del contrato.**

Parágrafo 3. En los contratos de más de un año que se hayan celebrado a partir del 21 de julio de 2015, **y hasta la fecha de publicación de la presente resolución**, como resultado del mecanismo de negociación directa, las partes **podrán continuar aplicando** las ecuaciones de actualización de precios establecidas en el Anexo 3 de la presente Resolución, según corresponda, con el valor del factor beta (β), **acordado inicialmente, o de cero (0) en caso de no haber logrado el acuerdo entre las partes.**

Parágrafo 4. Los contratos resultantes de negociación directa registrados en vigencia de la Resolución CREG 114 de 2017 y de la Resolución CREG 186 de 2020 podrán acogerse a lo establecido en el numeral 6 del artículo 24 de la presente resolución.

Parágrafo 5. Los precios de las cantidades asignadas mediante la subasta de gas natural reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución, de los trimestres estándar que sean posteriores al cuarto trimestre estándar siguiente al trimestre estándar de negociación, se actualizarán con base en la ecuación definida en el Anexo 3 de la presente Resolución, con un factor de beta (β) igual a cero (0).

Parágrafo 6. En resolución aparte la CREG definirá a los comercializadores que atienden la demanda regulada, las condiciones de traslado de los costos incurridos en la contratación del suministro de gas, derivados de los precios



pactados y/o de la forma de actualización de los precios pactados en los contratos registrados ante el Gestor del Mercado.

Parágrafo 7. Cada vez que se produzca una actualización de precios del contrato de suministro, se deberá informar el gestor del mercado el nuevo precio actualizado a aplicar en dicho contrato.

Capítulo III

Participantes en el mercado primario

Artículo 16. Vendedores de gas natural en el Mercado Primario. Los Productores-comercializadores y los Comercializadores de gas importado son los únicos Participantes del Mercado que podrán vender gas natural en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III de la presente resolución, y en el título V de la presente Resolución.

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

Artículo 17. Compradores de gas natural en el Mercado Primario. Los **comercializadores** y los usuarios no regulados, son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III de la presente Resolución, y en el título V de la presente resolución.

Capítulo IV

Comercialización de gas natural en el Mercado Primario

Artículo 18. Mecanismos de comercialización. Con excepción del gas natural que se comercialice mediante la modalidad de contratos con interrupciones, en el mercado primario sólo se podrán utilizar los mecanismos de comercialización señalados en los artículos 19 y **22** de esta Resolución. **En ambos casos, en que se aplique la negociación directa, se podrán utilizar mecanismos de concurrencia de interesados establecidos por los vendedores así como las negociaciones bilaterales o cualquier otra forma que lleve a los vendedores a determinar las cantidades, los precios y los compradores del suministro de gas en el Mercado Primario.**

Artículo 19. Negociación directa en cualquier momento del año. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 16 y 17 de esta Resolución, podrán **pactar** directamente el suministro de gas natural **y registrar el contrato resultante** en cualquier momento del año, en los casos señalados a continuación, **siempre y cuando: i.) el contrato que se registre incluya únicamente una sola Fuente de Suministro; y, ii.) se dé aplicación en lo que corresponda, a lo contemplado en los artículos 21 y 22 de la**



presente resolución, excepto para la negociación de los contratos de suministro de contingencia:

1. Los Productores-comercializadores sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas **y registrar los contratos resultantes** en cualquier momento del año, en los siguientes casos:

a) Cuando, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique, complemente o sustituya, provenga de las siguientes fuentes de suministro:

i. Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, **bajo el entendido que estos campos no cuentan con Respaldo Físico, a menos que la ANH haya considerado como reservas probadas y/o probables los volúmenes descubiertos recuperables en dichos campos en las condiciones establecidas para ello por la ANH. La duración de los contratos de suministro que se pacten desde estas Fuentes de Suministro y las cantidades a suministrar, deberá ser consistente con la declaración de producción publicada por el MME, de acuerdo con los términos del contrato de exploración y producción, o su equivalente, suscrito con la ANH.**

En el caso de suministro de cantidades con garantía de firmeza, los contratos a registrar ante el Gestor del Mercado sobre estas fuentes deben corresponder a alguna de las modalidades establecidas en el artículo 8 de la presente resolución, que requieren Respaldo Físico y deberán sujetarse a lo establecido en el Capítulo II de Requisitos Mínimos de los contratos de suministro. En el momento del registro de tales modalidades contractuales se deberá anexar la certificación vigente de la ANH respecto que hay consideradas Reservas para dichos campos. En caso de no entregarse la certificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y deberá informar al respecto a la autoridad competente de vigilancia y control.

En el caso de la aplicación de campos sin declaración de comercialidad, se debe tener en cuenta que este caso trata de campos que están en etapa de evaluación de la comercialidad de hallazgos de gas natural.

ii. Campos menores. **En caso de que en la publicación más reciente del potencial de producción de un campo, se encuentre un mes a partir del cual el potencial deja de corresponder a un campo menor, la negociación del suministro para los nuevos contratos cuya ejecución inicie en dicho mes deberá seguir los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG en la presente resolución.**

iii. Yacimientos no convencionales.





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 34 de 164

- b) Cuando provenga de un campo aislado. Se deberá entender como campo aislado aquel que no tiene conexión **a sistemas de transporte del SNT, bien sea en forma directa** a través de gasoductos **o bien en forma indirecta a través de medios de transporte diferentes a los gasoductos utilizados por los productores-comercializadores como parte del suministro.**
 - c) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, siempre que la cantidad a negociar no supere la cantidad **comprometida** por el respectivo productor-comercializador con destino a exportaciones.
 - d) **Desde cualquier Fuente de Suministro mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia, CSC.**
 - e) **Cuando provenga de una nueva Fuente de Suministro costa afuera. Se entenderá por fuente nueva aquella que declare comercialidad con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.**
 - f) **Cuando provenga de Fuentes de Suministro nacionales que requieren logísticas especiales para su comercialización, como GNC o GNL.**
2. Los comercializadores de gas importado sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:
- a) Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
 - b) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.
 - c) **Cuando se destine en general al servicio público de gas combustible, ya sea que se trate de cualquiera de las siguientes situaciones: i.) suministro de gas natural mediante interconexión internacional; ii.) suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente; iii.) suministro de gas natural licuado, o de gas natural comprimido; o, iv) suministro de gas natural mediante infraestructuras de importación no establecidas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente.**
3. **Cuando se traten de cantidades liberadas de gas natural ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña que hayan estado comprometidas para la atención del consumo propio de los Productores, cuyos contratos hayan sido registrados ante el Gestor del Mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 39 de la presente resolución. En este caso, los Productores podrán negociar**

contratos de suministro directamente, solamente de duración semanal.

Artículo 20. Contratos objeto de las negociaciones directas en cualquier momento del año. En las negociaciones directas a las que se hace referencia en el artículo 19 de esta Resolución sólo se podrán pactar contratos de suministro a los que se hace referencia en los numerales 1, 2, 3, 4, 5, **6** y 7, del artículo 8 de la presente Resolución, los cuales se sujetarán a lo dispuesto en los capítulos I, II **y III** del título III de la presente Resolución. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes, pero deberán tener como fecha de terminación el **último día calendario de un Trimestre Estándar**.

Parágrafo. De esta disposición se exceptúan los casos señalados en el numeral i del literal a) del numeral 1, en los literales b) **y f)** del numeral 1, los literales a) **y c)** del numeral 2 del artículo 19 de esta Resolución, **siempre y cuando el suministro del gas que se contrate provenga de una sola Fuente de Suministro y no tenga por objeto el suministro de gas natural en firme o con garantía de firmeza de una cantidad del gas contratado.** En estos casos **exceptuados** las partes, **de común acuerdo**, definirán las condiciones de los contratos que celebren.

Artículo 21. Entrega y divulgación de información sobre PTDVF/CIDVF, disposición a comprar y realización de balances comerciales en el Mercado Primario. En el mercado primario, durante cada Trimestre Estándar de negociación, se procederá con la negociación de contratos de suministro que requieren Respaldo Físico para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza, para cada uno de por lo menos, los siguientes veinte (20) trimestres estándar.

Para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar posteriores a los anteriormente mencionados, es decir, para el Trimestre Estándar veintiuno (21) hasta el Trimestre Estándar con el que se cuente con información de PTDV de las declaraciones de producción que se realizan al Ministerio de Minas y Energía, el Gestor del Mercado publicará la información de PTDVF y CIDVF por cada Punto de Referencia, de las Fuentes de Suministro que la hubiesen declarado, así como las cantidades demandadas que hubiesen reportado los compradores para dicho punto, en el plazo previsto en el literal c. que se establece a continuación. Para esos trimestres posteriores no se realizarán balances comerciales, y el mecanismo de comercialización será el de negociación directa. La información entregada de oferta y demanda será publicada por el Gestor del Mercado, de acuerdo con lo estipulado en el literal d. del presente artículo.

A continuación, se determina el procedimiento a seguir por los agentes que se enuncian y por el Gestor del Mercado para la divulgación de información sobre PTDVF/CIDVF, la disposición a comprar de parte de los agentes y la realización de los balances comerciales en el Mercado Primario:

- a. Los Vendedores del Mercado Primario de que trata el artículo 16 de la presente resolución, deberán declarar al Gestor del Mercado, con sujeción a lo previsto en el artículo 8 de la Resolución CREG 080 de

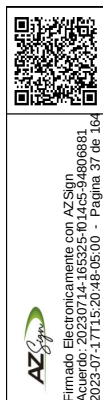


2019, la PTDF y la CIDF por cada una de la totalidad de las Fuentes de Suministro, sin excepción ninguna, teniendo en cuenta lo siguiente:

- i. La declaración debe presentarse el primer día hábil del Trimestre Estándar de negociación.**
- ii. Las cantidades deben presentarse con desagregación mensual.**
- iii. La declaración de las cantidades disponibles para suministro mediante contratos en firme o con garantía de firmeza, discriminando por la forma del suministro (gas natural, gas natural licuado-GNL, gas natural comprimido-GNC), en MBTUD. Dicha desagregación de las cantidades debe estar por Punto de Entrega y por Fuente de Suministro, precisando los diferentes puntos de entrega para una misma fuente de suministro en caso de que ello sea posible.**
- iv. La declaración de la PTDF y la CIDF deberá ser como mínimo para los veinte (20) trimestres estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación, y podrá incluir opcionalmente declaración de PTDF y la CIDF para el segundo y tercer mes del mismo trimestre de negociación. En caso de que se quieran ofrecer cantidades para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza para períodos superiores a dicho número de trimestres estándar, la declaración de la PTDF y la CIDF deberá incluir dichos períodos. En la declaración se pueden presentar trimestres estándar con cantidades de PTDF y/o CIDF iguales o superiores a cero (0) MBTUD.**
- v. En el momento de la declaración al Gestor del Mercado, se deberá tener en cuenta que la oferta de PTDF para cada Fuente de Suministro nacional de cada vendedor, debe ser igual o inferior a la PTDF y/o CIDF para el respectivo mes, declarada para ese mismo vendedor, al Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015. De no cumplirse con este requisito, el Gestor del Mercado deberá asignar como PTDF, la cantidad de PTDF vigente para la fuente de Suministro, que se encuentre publicada por el MME al momento de la declaración del vendedor al Gestor del Mercado.**

En todo caso el Gestor del Mercado deberá verificar que la declaración de PTDF vigente publicada por el MME para la fuente de suministro para el vendedor, haya cumplido con lo establecido en el artículo 2.2.2.2.22. “Actualización de la declaración de producción” del Decreto 1073 de 2015. Si se evidencia que la PTDF publicada por el MME y vigente al momento de la declaración al Gestor del Mercado no corresponde realmente a un valor actualizado el Gestor deberá utilizar el menor valor de PTDF que se obtiene entre el valor de PTDF vigente publicado por el MME para el vendedor y el el valor que correspondería de PTDF para ese mismo vendedor si se hubiese actualizado la declaración del vendedor al MME.





De no cumplirse con este requisito, el Gestor del Mercado deberá asignar como PTDVF, la cantidad de PTDV para la fuente de suministro vigente, que se encuentre publicada por el MME al momento de la declaración del vendedor al Gestor del Mercado.

- vi. En el momento de la declaración al Gestor del Mercado, se deberá tener en cuenta que la oferta de CIDVF para el gas natural obtenido en el exterior, deberá cumplir con alguno de los siguientes requisitos:**
 - a.) Unos plazos de ejecución y cantidades de suministro del gas natural obtenidas en el exterior, por lo menos iguales a la mayor duración y a la mayor cantidad que se declare al Gestor del Mercado en unidades diarias, MBTUD; o,**
 - b.) Unas cantidades totales de gas natural comprado en el exterior, medidas en unidades de energía, MBTU, que sean iguales o superiores a las cantidades de gas natural, medidas en las mismas unidades de energía, que se declaran al Gestor del Mercado para el período declarado**
- vii. La declaración del contenido de la minuta del contrato que garantice firmeza, que será utilizada para la modalidad contractual CF95, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG, solo en caso de requerirse aplicar el mecanismo de subasta reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución como parte de los mecanismos de comercialización establecidos en el artículo 22 de esta Resolución, o en caso de utilizarse mecanismos de concurrencia de interesados para las fuentes de suministro que pueden aplicar negociaciones directas.**
- viii. Para la declaración de PTDVF y/o CIDVF los Vendedores de que trata el artículo 16 de la presente Resolución deberán tener en cuenta los compromisos adquiridos con cantidades en firme de los contratos vigentes registrados previamente ante el Gestor del Mercado. Para obtener la PTDVF y/o CIDVF no se podrán descontar las cantidades pactadas en contratos de suministro con garantía de firmeza que no hayan sido registrados ante el Gestor del Mercado previamente a la declaración.**

La condición anterior también se aplica a los contratos registrados en aplicación de lo estipulado en el Parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, en los que se tiene por objeto el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas

La no declaración de esta información al Gestor del Mercado dentro del plazo señalado deberá ser informado por éste a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio. Dicho incumplimiento podrá ser considerado por la autoridad competente como un

incumplimiento a la regulación y/o como una práctica contraria a la libre competencia.

ix. Los Vendedores señalados en el artículo 16 de la presente Resolución, que no presenten las declaraciones de PTDV, PTDVF, CIDV y CIDVF para una o varias fuentes de suministro, no podrán registrar contratos de suministro de gas con destino a la atención de servicio público de gas combustible durante ese trimestre estándar de negociación para tales fuentes de suministro.

x) Los contratos de suministro que se hayan suscrito tomando como fuentes de suministro campos de producción que no han realizado la declaración de comercialidad ante la ANH, podrán ser registrados posteriormente ante el Gestor del Mercado, una vez declaren la comercialidad, bajo cualesquiera de las modalidades CREG de tipo firme o con garantía de firmeza, sin necesidad de que el vendedor declare la información requerida en los numerales iii. y iv. del presente literal.

b. El Gestor del Mercado deberá publicar, el segundo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, la información declarada por los Vendedores señalados en el artículo 16 de la presente Resolución, de acuerdo con lo dispuesto en el literal a. del presente numeral, con el siguiente nivel de detalle:

- **Nombre del Punto de Referencia.**
- **Nombre de la(s) fuente(s) de suministro que conforma(n) cada Punto de Referencia.**
- **Nombre del Punto de Entrega, identificando si corresponde o no a un Punto de Importación, un Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte u otro punto, cuando corresponda, su ubicación geográfica y las Fuentes de Suministro vinculadas con dicho Punto de Entrega.**
- **Forma del suministro: Gas natural, gas natural licuado o gas natural comprimido, por cada fuente de suministro.**
- **Nombre del (de los) vendedor(es) en cada Punto de Referencia.**
- **Año del Trimestre Estándar de la oferta de suministro.**
- **Trimestre Estándar de la oferta de suministro (diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto, septiembre a noviembre).**
- **Mes que conforma el Trimestre Estándar de la oferta de suministro.**
- **Cantidad total de PTDVF/CIDVF para cada punto de referencia, en MBTUD, sin detallar las cantidades por cada vendedor.**
- **El contenido de las minutas de los contratos de tipo que garantice firmeza, que serán utilizadas por cada vendedor, como parte de los mecanismos de comercialización establecidos en el artículo 19 y en el artículo 22 de la presente Resolución, cuando dicho mecanismo utilice un proceso de concurrencia de interesados (como por ejemplo subastas y convocatorias públicas).**

Para permitir lo anterior, el Gestor del Mercado deberá establecer previamente los Puntos de Referencia, con base, entre otros aspectos, en los diferentes puntos de entrega identificados en los contratos de



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 38 de 164



suministro de gas actualmente registrados y en los puntos de entrega reportados por los vendedores señalados en el artículo 16 de la presente Resolución, reportados por éstos en cumplimiento del literal a. del presente numeral. Asimismo, deberá considerar que los puntos de entrega que conformen un punto de referencia estén conectados a un mismo sistema de transporte o a otros sistemas de transporte interconectados en el SNT. Finalmente deberá considerar que un Punto de Referencia puede conformarse con uno o varios de los Puntos de Entrega

El Gestor del Mercado podrá establecer los puntos de referencia utilizando criterios adicionales a los mencionados en la presente resolución, siempre que hayan sido acordados con los vendedores del mercado primario y consultados con los compradores del mismo mercado.

De igual manera, se deberá incluir el detalle de los puntos de entrega en el caso de Fuentes de Suministro aisladas, gas natural licuado y gas natural comprimido, que conforman cada Punto de Referencia establecido.

- c. Los compradores señalados en el artículo 17 de la presente Resolución que deseen adquirir gas para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza en el Mercado Primario, deberán reportar al Gestor del Mercado, con sujeción a lo previsto en el artículo 8 de la Resolución CREG 080 de 2019, la siguiente información y cumplimiento de requisitos, a más tardar el quinto día hábil del Trimestre Estándar de negociación:**
 - i. Las cantidades totales de gas natural que desean adquirir en cada punto de referencia, sin que se declaren cantidades en diferentes puntos de referencia para una misma demanda, para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación y opcionalmente para el segundo y tercer mes del mismo trimestre de negociación. En caso de requerir cantidades para trimestres estándar posteriores a los veinte (20) trimestres estándar siguientes, la información deberá incluir el reporte de dichos periodos. Lo anterior se deberá entregar con la desagregación adicional de las cantidades de gas natural licuado y/o gas natural comprimido requeridas, expresadas en MBTUD.**
 - ii. Las cantidades de gas a suministrar podrán ser distintas entre los diferentes Trimestres Estándar, pero entre los meses de cada trimestre, deberán corresponder a un mismo valor.**
 - iii. Se deben especificar las cantidades de gas que tengan como destino la atención de la Demanda Esencial, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, discriminadas por tipo de usuario (residencial, comercial y demás).**
 - iv. En el caso de los usuarios no regulados que participan como compradores en el mercado primario, se requiere que la información**



sea presentada directamente. En el caso de los usuarios no regulados que son parte de la Demanda Esencial y que contratan la prestación del servicio en el mercado minorista, la cantidad requerida puede ser informada a través del comercializador, con el fin de evitar duplicidad de las cantidades a contratar.

- v. Los vendedores que presentan declaración de PTDVF para una o varias fuente de suministro, para cualquiera de los trimestres de suministro siguientes, que pueden declarar al Ministerio de Minas y Energía como producción comprometida PC las cantidades requeridas para tales propios consumos y que en ese caso pertenecen a la Demanda Esencial en los términos de lo establecido en el artículo 2.2.2.2.20 del Decreto 1073 de 2015, no podrán informar al Gestor del Mercado requerimientos de compra de cantidades para atender tales propios consumos para esos mismos trimestres y para los puntos de referencia en los que se incluyen las fuentes de suministro para las que declaró PTDVF.
 - vi. Los compradores no podrán incluir en el reporte de información requerida en este literal, aquellas cantidades para atender Demanda Esencial que ya han sido previamente registradas ante el Gestor del Mercado para atender esa misma demanda en contratos del tipo firme o con garantía de firmeza, incluyendo los contratos registrados en aplicación de lo estipulado en el Parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, en los que se tiene por objeto el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.
 - vii. Los contratos de suministro que se hayan suscrito a partir de campos de hidrocarburos antes de haber declarado su comercialidad ante la ANH, podrán ser registrados posteriormente ante el Gestor del Mercado bajo cualesquiera de las modalidades CREG de tipo firme o con garantía de firmeza, sin necesidad de que el comprador declare la información requerida en los numerales i. y ii. del presente literal.
 - viii. Los compradores que pretendan atender usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial deberán presentar la información requerida en forma directa y no podrán hacerlo a través de otro comprador.
- d. El Gestor del Mercado deberá publicar la siguiente información, a más tardar el noveno día hábil del Trimestre Estándar de negociación, así:
- i. Las cantidades totales de PTDVF y/o CIDVF en MBTUD, con un horizonte de diez (10) años o hasta el Trimestre Estándar con el que se cuente con información de PTDV de las declaraciones de producción que se realizan al Ministerio de Minas y Energía, por mes y modalidad contractual para cada punto(s) de referencia que determine de acuerdo con lo establecido en el literal b del presente artículo.





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 41 de 164

- ii. Las cantidades totales que los compradores señalados en el artículo 17 de la presente Resolución, desean adquirir en MBTUD, por Punto de Referencia y por Trimestre Estándar, para cada uno de los trimestres estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación.
- iii. En la publicación de la información se deberá incluir el detalle de los Puntos de Entrega por cada Punto de Referencia establecido, especificando si corresponde o no a un Punto de Entrada al SNT o un Punto de Importación, y si se trata de Fuentes de Suministro aisladas, gas natural, gas natural licuado-GNL y/o gas natural comprimido-GNC.
- e. Los compradores señalados en el artículo 17 de la presente Resolución, que requieran suministro de gas natural para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garantizan firmeza, a más tardar el décimo segundo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, deberán presentar al Gestor del Mercado el reporte de la información de cantidades que se obligan a adquirir, como mínimo, en el Mercado Primario, para el caso de encontrarse un déficit de oferta comercial. La información anterior se debe entregar con el mismo nivel de detalle que se establece en el literal c. del presente numeral. En el caso del suministro para los primeros veinte (20) trimestres estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación, las cantidades podrán ser menores a las que se desean adquirir de acuerdo con el literal c. del presente artículo, excepto en el caso de las cantidades para atender la Demanda Esencial de usuarios regulados, que se deben mantener iguales.

En el caso de las cantidades requeridas para atender a los usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial que se declaren, se deberá especificar qué cantidad, en caso de obtenerse un balance comercial deficitario para un punto de referencia en un trimestre estándar de suministro, se requiere ser asignada dentro de la distribución que debe hacer el Gestor del Mercado en aplicación de lo establecido en el literal d. del numeral 2. del artículo 22 de la presente resolución y qué cantidad será parte de la asignación de la subasta que se desarrolle en tal caso o a través del mecanismo de mercado establecido por el vendedor en el caso de fuentes de suministro del artículo 19 de la presente resolución.

Los usuarios que son atendidos como propios consumos por los productores-comercializadores en los términos del artículo 2.2.2.2.20 del Decreto 1073 de 2015, deberán tener en cuenta lo contemplado en el numeral vi. del literal c. de este mismo artículo.

- f. El décimo sexto día hábil del Trimestre Estándar de negociación el Gestor del Mercado deberá publicar los resultados de los balances comerciales, ya sean superavitarios o deficitarios, obtenidos para cada uno de los puntos de referencia establecidos y para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al trimestre de negociación, con base en las declaraciones de PTDF y/o CIDF y la información de

las cantidades requeridas para suministro, según se establece en los literales a. y e. anteriores, considerando lo siguiente:

- i. El valor total de la PTDVF y CIDVF de un punto de referencia en MBTUD corresponderá a la sumatoria de los menores valores mensuales calculados entre los tres (3) meses de cada Trimestre Estándar, de las cantidades declaradas para cada una de las Fuentes de Suministro que conforman un Punto de Referencia.**
- ii. El resultado del balance comercial para cada punto de referencia se obtendrá de la comparación entre los valores obtenidos totales sumados de la PTDVF y la CIDVF en MBTUD, con los valores totales de los requerimientos obligatorios de compra informados de acuerdo con el literal e. anterior en MBTUD.**
- iii. Si los valores totales sumados de PTDVF y CIDVF son superiores o iguales a las cantidades requeridas por los compradores según el literal e. anterior, el balance comercial para ese punto de referencia y ese trimestre estándar será superavitario. En caso de un resultado contrario, el balance comercial será deficitario.**
- iv. El Gestor del Mercado informará a los vendedores señalados en el artículo 16 de la presente Resolución sobre los Puntos de Referencia y Trimestres Estándar en los que el balance comercial resultó ser deficitario, y procederá a avanzar con lo dispuesto en el numeral 3 del presente artículo. Lo anterior lo realizará a más tardar al décimo octavo día hábil del Trimestre Estándar de negociación.**

Parágrafo 1. Los vendedores del Mercado Primario podrán adicionar, en cualquier momento ante el Gestor del Mercado, cantidades declaradas de PTDVF de cualquier tipo de fuente de suministro cuando dichas cantidades vayan a ser utilizadas para obligaciones de suministro de contratos de suministro de contingencia. En el momento de realizar la adición se deberá adjuntar al Gestor del Mercado un documento que contenga las razones que originaron ese ajuste.

Parágrafo 2. Todos los comercializadores que atienden directamente usuarios que son parte de la Demanda Esencial están obligados a presentar la información correspondiente, establecida en los literales c. y e. del presente artículo.

Artículo 22. Mecanismo de Aseguramiento de la Demanda Esencial, MADE. Con base en el resultado de cada uno de los balances comerciales obtenidos en el Trimestre Estándar de negociación de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 anterior, se determinará el mecanismo a utilizar, para la posterior negociación del suministro a contratar para cada uno de esos trimestres estándar, ya sea de negociación directa, si el balance comercial es excedentario, o de subasta centralizada, si el balance comercial es deficitario. En el caso de las fuentes de suministro establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, el mecanismo de comercialización a utilizar en el caso de un balance comercial deficitario, será el que cada vendedor disponga para ello, atendiendo en todo caso lo dispuesto en el



presente artículo a continuación.

Para cada uno de los veinte (20) trimestres estándar posteriores a los anteriormente mencionados, es decir, para el Trimestre Estándar veintiuno (21) hasta el Trimestre Estándar con el que se cuente con información de PTDV de las declaraciones de producción que se realizan al Ministerio de Minas y Energía no se realizarán balances comerciales y el mecanismo de comercialización sin excepción ninguna, será el de negociación directa.

La contratación en firme o con garantía de firmeza se realizará con las siguientes condiciones:

- 1. Negociación y/o asignación de PTDVF y CIDVF cuando el balance comercial sea excedentario: Para negociar y/o asignar las cantidades de PTDVF y CIDVF, en cada Punto de Referencia establecido por el Gestor del Mercado, entre los Participantes del Mercado Primario, de que tratan los artículos 16 y 17 de la presente resolución o aquella que la modifique o sustituya, se podrán desarrollar negociaciones directas y se aplicarán las siguientes reglas y procedimientos para todos y cada uno de los Puntos de Entrega y Fuentes de Suministro de un mismo Punto de Referencia en cada uno de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación:**

- a. Primera etapa de negociación y registro de contratos: a partir del vigésimo día hábil del trimestre de negociación, los compradores señalados en el artículo 17 de la presente Resolución deberán enviar con plazo máximo el vigésimo segundo día hábil del trimestre de negociación, al vendedor o a los vendedores de un mismo Punto de Referencia que el comprador quiera considerar, las solicitudes de compra de las cantidades requeridas para ese Punto, sin superar el total de las cantidades declaradas por el comprador en aplicación del literal e. del artículo 21 de la presente resolución.**

Como máximo en el vigésimo cuarto día hábil del trimestre de negociación, cada uno de los vendedores del punto de referencia deberá informar a los compradores que les presentaron solicitudes, si las cantidades totales que le fueron solicitadas por los compradores son superiores a las cantidades declaradas como PTDVF y/o CIDVF por el vendedor para el punto de referencia. Asimismo, se deberá informar a los compradores la manera en que se resolverá la asignación de la disponibilidad de PTDVF y/o CIDVF, cumpliendo con lo establecido en la Resolución CREG 080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, así como los criterios establecidos en el artículo 42 de la presente resolución.

Como máximo en el vigésimo octavo día hábil del trimestre de negociación los vendedores deberán informar a los compradores las cantidades asignadas inicialmente.

Si a partir de lo anterior un comprador encuentra que no ha logrado contratar el total de las cantidades solicitadas a un vendedor, dicho comprador podrá enviar a los demás vendedores de ese mismo Punto



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 43 de 164

de Referencia, solicitudes de compra para negociar y lograr el suministro de las cantidades requeridas declaradas en el literal e. del numeral 1 del artículo 21 de la presente resolución, que aún no ha contratado.

La primera etapa de negociación se terminará con el registro de los contratos ante el Gestor del Mercado, con plazo máximo el trigésimo segundo día hábil del trimestre de negociación.

Al final de la primera etapa de las negociaciones directas no deberá haber ningún agente que haya requerido las cantidades declaradas en el literal e. del artículo 21 de esta resolución para atender la Demanda Esencial y demás demanda, que no haya logrado tener acceso a las cantidades de gas ofrecidas por los vendedores con Respaldo Físico, para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o con garantía de firmeza para atender dicha Demanda.

- b. Segunda etapa de negociación y registro de contratos: a partir del trigésimo quinto día hábil del trimestre de negociación los compradores podrán solicitar a los vendedores la negociación de las cantidades adicionales a las requeridas de acuerdo con lo declarado en aplicación del literal e. del artículo 21 de la presente resolución, sin que se superen las cantidades declaradas en aplicación del literal c. del artículo en mención.

La segunda etapa de negociación se terminará con el registro de los contratos ante el Gestor del Mercado, con plazo máximo el cuadragésimo tercer día hábil del trimestre de negociación. En el caso que se hayan acordado cantidades adicionales en la segunda etapa de negociación entre las mismas partes de un contrato registrado previamente al finalizar la primera etapa de negociación, tales partes podrán, si así lo desean, modificar el contrato registrado inicialmente ante el Gestor del Mercado para incorporar los resultados de las negociaciones de la segunda etapa.

- c. Para las fuentes establecidas en el artículo 19 de la presente resolución se establecen los mismos plazos de los literales a. y b. del presente artículo. Después del primer trimestre de negociación, contado a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, se podrá, para dichas Fuentes de Suministro, seguir negociando en forma directa en cualquier momento del año, el suministro mediante contratos firmes o que garanticen firmeza para aquellos trimestres estándar en los que en el balance comercial más recientemente publicado a la fecha en que se desea registrar el contrato ante el Gestor del Mercado, de acuerdo con lo establecido en el literal f. del numeral 1 anterior, se encuentre que hay una oferta comercial firme excedentaria para el Punto de Referencia de la Fuente de Suministro. En caso contrario, deberán seguir el procedimiento descrito en el numeral 2 siguiente.

- d. En caso de no registrarse un contrato para atender la Demanda Esencial resultante del mecanismo establecido en el presente



numeral, las cantidades para atender la Demanda Esencial entre el vendedor y el comprador podrán ser utilizadas para atender la demanda diferente a la Demanda Esencial.

- e. A partir del quincuagésimo primer día hábil del trimestre de negociación, se podrán negociar las cantidades declaradas de PTDVF y/o CIDVF que hayan quedado disponibles solamente para el siguiente Trimestre Estándar al Trimestre Estándar de negociación, mediante contratos bajo cualquiera de las modalidades establecidas en el artículo 8 de la presente resolución con plazo de ejecución de un (1) mes calendario. Estos contratos deberán ser registrados ante el Gestor del Mercado a más tardar el sexagésimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación.

Del mismo modo, si para el mismo trimestre estándar de negociación existe aún disponible PTDVF y/o CIDVF declarada en el trimestre estándar de negociación anterior, para cualquiera de los tres (3) meses de dicho trimestre de negociación, se podrán registrar en cualquier día hábil del trimestre de negociación ante el Gestor del Mercado contratos del tipo firme o que garantizan firmeza de duración mensual, para su ejecución durante el mismo trimestre estándar de negociación.

- f. En los casos de las Fuentes de Suministro establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, el plazo de ejecución del suministro y la modalidad de los contratos que se registren podrá ser libremente acordado entre las partes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 20 de la presente Resolución.
2. Negociación y/o asignación de PTDVF y CIDVF cuando el balance comercial sea deficitario: Para negociar y/o asignar las cantidades de PTDVF y CIDVF en un Punto de Referencia establecido por el Gestor del Mercado, entre los Participantes del Mercado de que tratan los artículos 16 y 17 de la presente resolución o aquella que la modifique o sustituya, se aplicarán las siguientes reglas y procedimientos para todas y cada uno de los Puntos de Entrega de las Fuentes de Suministro sin excepción ninguna, de un mismo Punto de Referencia, para cada trimestre estándar en que el balance comercial realizado en ese Punto de Referencia haya resultado deficitario, en alguno(s) de los veinte (20) trimestres estándar siguientes al Trimestre Estándar de negociación:
 - a. Los contratos a suscribir para la atención de la Demanda Esencial requerida serán de la modalidad CF95.
 - b. Los contratos a suscribir resultantes de la asignación de cantidades mediante la subasta reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución, y de los procesos de comercialización de las fuentes de suministro establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, podrán ser de la modalidad CF95, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG.



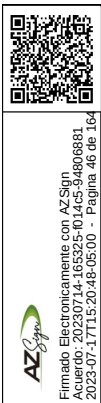
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 45 de 164

- c. Cada vendedor deberá enviar al Gestor del Mercado, a más tardar al décimo noveno día hábil del Trimestre Estándar de negociación, el precio de reserva por cada Punto de Entrega, de cada una de las Fuentes de Suministro sin excepción ninguna, que hacen parte del Punto de Referencia con balance comercial deficitario. Dicho precio deberá ser superior a cero dólares por millón de btu (USD 0,00/MBTU), no podrá tener más de dos (2) cifras decimales y deberá ser igual en el caso de una misma fuente de suministro, para todos los trimestres estándar en que se presente un balance comercial deficitario en el trimestre estándar de negociación.
- d. El Gestor del Mercado descontará, para el Punto de Referencia identificado y a más tardar el vigésimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación, la suma de las cantidades trimestrales que los vendedores de gas de todos los Puntos de Entrega de las Fuentes de Suministro en ese Punto de Referencia, pueden negociar con destino a la atención de la Demanda Esencial, teniendo en cuenta la información entregada por los compradores, de acuerdo con lo dispuesto en el literal e. del numeral 1 anterior. Dichas cantidades descontadas se distribuirán para ese Punto de Referencia de la manera descrita en los literales e., f., g, h. e i. siguientes.
- e. El Gestor del Mercado determinará el porcentaje de participación de cada vendedor, por cada Punto de Entrega y por cada Fuente de Suministro en ese Punto de Referencia, con base en las cantidades totales declaradas de PTDFV y CIDVF en dicho punto para todas las Fuentes de Suministro, así:

$$Ppventa_{i,f,te,pr} = \frac{(PTDFV_{i,f,te,pr} + CIDVF_{i,f,te,pr})}{\sum_{i=1}^I \sum_{f=1}^F (PTDFV_{i,f,te,pr} + CIDVF_{i,f,te,pr})}$$

Donde:

- $Ppventa_{i,f,te,pr}$: Porcentaje de participación del vendedor i , para la fuente de suministro f , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .
- $PTDFV_{i,f,te,pr}$: Cantidad de PTDFV declarada por el vendedor i , para la fuente de suministro f , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .
- $CIDVF_{i,f,te,pr}$: Cantidad de CIDVF declarada por el vendedor i , para la fuente de suministro f , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .
- I : Número total de vendedores i , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .



F: Número total de las fuentes de suministro f , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .

f. El Gestor del Mercado determinará el porcentaje de participación de cada comprador, por Punto de Entrega y por cada Fuente de Suministro en ese Punto de Referencia, con base en las cantidades totales que reportó cada comprador para atender Demanda Esencial en ese Punto de Referencia, y la totalidad de las cantidades para atender Demanda Esencial reportadas en dicho punto por todos los compradores, así:

$$PpDE_{j,te,pr} = (CDED_{j,te,pr}) / \sum_{j=1}^J (CDED_{j,te,pr})$$

Donde:

$PpDE_{j,te,pr}$: Porcentaje de participación de la demanda esencial del comprador j , en la demanda esencial DE , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .

$CDED_{j,te,pr}$: Cantidad de compra de la demanda esencial del comprador j , en la demanda esencial DE , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .

J: Número total de compradores j , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr .

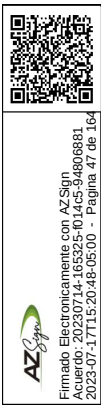
g. El Gestor del Mercado determinará si las cantidades totales de PTDFV y CIDVF declaradas para dicho Punto de Referencia son superiores, iguales o inferiores a las cantidades totales reportadas por los compradores para atender la Demanda Esencial en ese mismo punto.

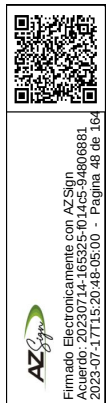
h. Si las cantidades totales de PTDFV y CIDVF del punto de referencia son superiores o iguales a las cantidades totales reportadas por los compradores para atender la Demanda Esencial, el Gestor del Mercado distribuirá las cantidades para atender esa demanda, entre cada Fuente de Suministro, de cada vendedor y cada comprador sin excepción ninguna. Para lo anterior el Gestor del Mercado multiplicará el porcentaje de participación de cada vendedor por cada Fuente de Suministro obtenido en el literal e. anterior, por la cantidad requerida para atender la demanda esencial declarada por cada comprador, de acuerdo con lo informado en el literal f. del artículo 21 de la presente resolución. Así:

$$CAEDS_{j,f,te,pr,i} = Ppventa_{i,f,te,pr} \times CDED_{j,te,pr}$$

Donde:

$CAEDS_{j,f,te,pr,i}$: Cantidad de compra asignada para la demanda esencial del comprador j , para la fuente de suministro f , para el





trimestre estándar te , en el punto de referencia pr , con el vendedor i .

- i. Si las cantidades totales de PTDVF y CIDVF son inferiores a las cantidades totales reportadas por los compradores para atender la Demanda Esencial, el Gestor del Mercado distribuirá las cantidades para atender la Demanda Esencial por Punto de Entrega de cada Fuente de Suministro y cada comprador. Para lo anterior el Gestor del Mercado multiplicará la suma de las cantidades de PTDVF y CIDVF de una misma fuente de suministro, por el porcentaje de participación de cada comprador obtenido en el literal d. anterior, así:

$$CAEDI_{j,f,te,pr,i} = (PTDVF_{i,f,te,pr} + CIDVF_{i,f,te,pr}) \times PpDE_{j,te,pr}$$

Donde:

$CAEDI_{j,f,te,pr,i}$: Cantidad de compra asignada para la demanda esencial del comprador j , para la fuente de suministro f , para el trimestre estándar te , en el punto de referencia pr , con el vendedor i .

- j. El Gestor del Mercado informará a cada vendedor y cada comprador que atiende Demanda Esencial la distribución de cantidades por Punto de Entrega y Fuente de Suministro, obtenida en el Punto de Referencia, a más tardar el vigésimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación.
- k. En el caso de las Fuentes de Suministro que no son parte de las establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, el precio del suministro del Trimestre Estándar para atender la Demanda Esencial corresponderá al precio de cierre de la subasta reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución, que se realice para ese mismo Trimestre Estándar, de acuerdo con lo establecido en el literal n. siguiente. En caso de no existir cantidades disponibles para realizar la subasta, el precio de los contratos de suministro para atender la Demanda Esencial el precio de reserva que cada vendedor haya presentado al Gestor del Mercado será considerado como el precio de cierre de la subasta, de acuerdo con lo establecido en el literal a. del presente numeral.
- l. En el caso de las Fuentes de Suministro establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, el precio del suministro del Trimestre Estándar para atender la Demanda Esencial corresponderá al precio promedio ponderado por volumen en las cantidades y precios que resulten por Punto de Entrega y Fuente de Suministro, que se obtengan a través del mecanismo de mercado establecido por el vendedor, que éste deberá hacer público, de acuerdo con lo establecido en el literal q. siguiente.
- m. Con base en las cantidades informadas por el Gestor del Mercado requeridas por cada comprador para atender la Demanda Esencial,

distribuidas entre cada vendedor, ambas partes deberán suscribir y registrar los correspondientes contratos de suministro. Para lo anterior se deberán utilizar los términos contractuales presentados previamente por los vendedores, de acuerdo con lo establecido en el numeral vi. del literal a. y literal b, ambos del artículo 21 de la presente resolución, que se aplicarán aún en el caso de que finalmente no haya subastas por no existir cantidades excedentarias después de asignar a la demanda esencial.

- n. En caso de no registrarse un contrato para atender la Demanda Esencial resultante del mecanismo establecido en el presente numeral, las cantidades inicialmente distribuidas para atender la Demanda Esencial entre el vendedor y el comprador de ese contrato deberán ser reasignadas a la demás Demanda Esencial requerida en el caso de que las cantidades ofertadas por los vendedores no hayan sido suficientes para atender la totalidad de la Demanda Esencial requerida. En caso contrario, las cantidades liberadas podrán ser utilizadas por el vendedor para atender la demanda diferente a la Demanda Esencial, por lo que dichas cantidades pasarán a ser parte de las cantidades a subastar, de acuerdo con el procedimiento de subasta reglamentado en el Anexo 7 de la presente resolución.
- o. Los contratos pactados para atender la Demanda Esencial de la totalidad de las fuentes de suministro, deberán ser registrados ante el Gestor del Mercado a más tardar el trigésimo séptimo día hábil del Trimestre Estándar de negociación.
- p. En el caso de las Fuentes de Suministro diferentes a las establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, si después de realizar el descuento mencionado en el Punto de Referencia calculado a partir de las cantidades de suministro de los contratos finalmente registrados ante el Gestor del Mercado para atender la Demanda Esencial, el Gestor del Mercado encuentra que en el Trimestre Estándar correspondiente existen cantidades de PTDVF y/o CIDVF disponibles para ese Punto de Referencia, se desarrollará la subasta reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución, en el cuadragésimo sexto día hábil del trimestre estándar de negociación, con el fin de asignar dichas cantidades disponibles en las modalidades contractuales contempladas. Los comercializadores que representan usuarios regulados que son parte de la Demanda Esencial no podrán participar en la subasta con el fin de adquirir las cantidades para atender estos usuarios de la Demanda Esencial.
- q. En el caso de las Fuentes de Suministro establecidas en el artículo 19 de la presente resolución, si después de realizar el descuento mencionado en el Punto de Referencia a partir de las cantidades de suministro de los contratos finalmente registrados ante el Gestor del Mercado para atender la Demanda Esencial en el ítem anterior, el Gestor del Mercado encuentra que existen cantidades de PTDVF y/o CIDVF disponibles por Punto de Entrega para las Fuentes de Suministro del Punto de Referencia, éstas deberán ser asignadas por el vendedor entre los compradores solicitantes, a través de un



mecanismo de concurrencia de interesados, que el vendedor deberá hacer público previamente, cumpliendo con lo establecido en la Resolución CREG 080 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, así como los criterios establecidos en el artículo 42 de la presente resolución.

- r. En el caso mencionado en el literal p. anterior, si para un punto de referencia no hay cantidades que excedan las necesidades de la demanda esencial para un trimestre y, por tanto, no haya desarrollo de comercialización de gas para la demanda diferente a la demanda esencial declarada requerida, el precio a aplicar en los contratos de suministro para la demanda esencial corresponderá al precio de reserva declarado al Gestor del Mercado, de acuerdo con el literal a. del presente numeral.**
- s. Los vendedores suscribirán los contratos de suministro con los compradores, de acuerdo con las cantidades requeridas por los compradores para atender tanto a la Demanda Esencial como a la demanda restante por Punto de Entrega y Fuente de Suministro. El registro ante el Gestor del Mercado de los contratos resultantes de las subastas deberá realizarse, como máximo, al quincuagésimo sexto quinto día hábil del Trimestre Estándar de negociación.**

Parágrafo 1. Los vendedores del Mercado Primario y el Gestor del Mercado, deberán asegurarse de que la PTDVF con la que cuenta cada una de las Fuentes de Suministro utilizadas en el contrato que se negocia, tiene un valor igual o superior a la cantidad asignada a dicha Fuente de Suministro en dicho contrato. Para la comparación anterior se deberá utilizar el resultado que obtengan para la PTDVF disponible de cada Fuente de Suministro que aparece en el contrato, el cual se calcula restando al valor total de la PTDVF declarada más reciente, las cantidades de suministro firme o que garantiza firmeza asignadas a esa Fuente de Suministro en los contratos registrados con posterioridad a la declaración de dicha PTDVF.

Parágrafo 2: Para efectos del aseguramiento de contar con la PTDVF suficiente para registrar los contratos ante el Gestor del Mercado, los vendedores del Mercado Primario deberán tener en cuenta para cada Fuente de Suministro del contrato que se desea registrar, incluidos los casos establecidos en el Parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, que dicha fuente requiere PTDVF para amparar un contrato mediante el que se garantiza el servicio de suministro de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas, con independencia de la nominación que las partes hayan acordado para suscribir el contrato de suministro que se está negociando.

Parágrafo 3. Los vendedores del Mercado Primario no podrán tener contratado el suministro bajo ninguna de las modalidades que requiere Respaldo Físico, de cantidades de gas que, en total para cualquier mes de ejecución y una determinada Fuente de Suministro, superen el Potencial de Producción establecido para esa fuente, de acuerdo con la declaración



AZ Sign
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-9486881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 50 de 164

presentada en cumplimiento del artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, o aquel que lo remplace o sustituya.

Parágrafo 4. En el caso de las Fuentes de Suministro diferentes a las establecidas en el artículo 19 de la presente Resolución, los contratos resultantes de las negociaciones directas deberán ser registrados ante el Gestor del Mercado como máximo al quincuagésimo quinto día hábil del trimestre de negociación.

Parágrafo 5. El Gestor del Mercado deberá coordinar y adelantar un ejercicio de simulación de la realización del balance comercial del artículo 21 de la presente resolución, dentro del mes calendario siguiente a la fecha de publicación de la Resolución definitiva.

En dicho ejercicio deberán participar obligatoriamente la totalidad de compradores que atiendan a la Demanda Esencial. Los demás compradores podrán participar en forma voluntaria.

Parágrafo 6. Los contratos de largo plazo celebrados bajo el esquema de negociación sobre Balance UPME determinado en el artículo 24 de la Resolución CREG 186 de 2020, y que a la fecha se encuentren vigentes y estén en ejecución, podrán continuar realizando la actualización anual de precios dando aplicación a las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de la presente Resolución.

Artículo 23. Condiciones de negociación y registro de los contratos de suministro de gas que requieren Respaldo Físico. La suscripción y registro de los contratos de suministro de gas que requieren Respaldo Físico para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garantizan firmeza, deberán sujetarse a las siguientes condiciones:

- a) Todos los contratos de suministro de gas deberán cumplir con la regulación CREG vigente en todo momento, pudiéndose por las partes de los contratos para cumplir con ello, ajustar las condiciones de los contratos vigentes para cumplir con las disposiciones nuevas que eventualmente adopte la CREG en la regulación.**
- b) Con excepción de los contratos de duración semanal y mensual contemplados respectivamente en el numeral 3. del artículo 19 y el literal e. del numeral 1. del artículo 22, ambos de la presente Resolución, la duración de los nuevos contratos que se suscriban será, como mínimo de un (1) Trimestre Estándar y, como máximo el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información de PTDV en la declaración de producción realizada al MME que se encuentre vigente, contados desde el Primer Trimestre Estándar siguiente al registro del contrato.**
- c) En los casos señalados en el numeral 3. del artículo 19 la duración de los contratos será de una semana y podrán ser iniciados en cualquier día de la semana. En los casos señalados en el literal e. del numeral 1 del artículo 22, la duración de los contratos que se registren será de un**



Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-9486881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 51 de 164

mes calendario y podrán ser iniciados en el primer día calendario del mes.

Los contratos anteriores podrán pactarse bajo cualesquiera de las modalidades establecidas en el artículo 8 de la presente resolución.

En el caso de los contratos de duración semanal de las modalidades CF95 o CF80, el comprador se compromete a pagar en la liquidación semanal, mínimo el 95% o el 80% según corresponda, de la cantidad contratada correspondiente a la semana, independientemente de que sea consumida o no.

- d) El inicio de la ejecución del suministro deberá ocurrir en el primer día calendario de cualquiera de los siguientes Trimestres Estándar de duración del contrato de suministro, excepto en los casos de los contratos en los que se da aplicación al artículo 20 de la presente resolución y de los contratos de duración semanal.**
- e) Los contratos deberán tener como fecha de terminación de ejecución del suministro el último día calendario de un Trimestre Estándar con la única excepción para el caso señalado en el literal e. del numeral 1 del artículo 22 de la presente Resolución, en que los contratos de suministro mensual deberán tener como fecha de terminación el último día calendario del mes de ejecución respectivo y en los contratos de duración semanal.**
- f) Las cantidades para suministrar en los contratos suscritos y registrados podrán ser diferentes entre los diferentes Trimestre Estándar.**
- g) En los contratos de suministro de las modalidades CF95/CF80, el volumen de la componente de pago variable del contrato podrá ser nominado por el comprador del mercado primario. En caso de que el comprador no haga la nominación total de dicho volumen, el vendedor del mercado primario podrá atender nominaciones de contratos con interrupciones con los volúmenes del componente variable, no nominados por el comprador del mercado primario.**
- h) Los Vendedores del Mercado Primario señalados en el artículo 16 de la presente resolución podrán ofrecer, en la modalidad de contrato con interrupciones, mediante negociaciones directas y con duración mensual, las cantidades variables de los contratos registrados con la modalidad CF95/CF80.**
- i) Para efectos de determinar la duración permisible para suspensiones del servicio en los contratos se considerará, para cada Trimestre Estándar de duración del contrato, la cuarta parte de la duración máxima establecida en el artículo 12 de la presente resolución, relacionada con la máxima duración permisible de suspensiones, independientemente de la cantidad de Fuentes de Suministro que se incluyen en el contrato. Así mismo, para los contratos de duración mensual que se mencionan en el literal h. del numeral 1 del artículo**



22 de la presente Resolución, se considerará la duodécima parte de la duración máxima establecida en el artículo 12 de la presente resolución, relacionada con la duración permisible de suspensión, independientemente de la cantidad de Fuentes de Suministro que se incluyen en el contrato.

- j) Los Participantes del Mercado Primario deberán acordar los mecanismos de cobertura para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos para atender la Demanda Esencial resultantes del mecanismo de negociación directa. En cualquier caso, el vendedor no podrá negarse a suscribir el contrato si el comprador presenta alguno de los tipos de garantías definidos en el Anexo 6 de la presente resolución, o aquellas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.**
- k) Cuando para el cumplimiento de un contrato de suministro que requiere Respaldo Físico para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garantizan firmeza, se cuente con la utilización de más de una Fuente de Suministro, en el contrato se deberá incluir el detalle de la cantidad de energía en firme que cada una de esas Fuentes de Suministro aportan para el cumplimiento de la cantidad máxima firme, detallado para cada trimestre de ejecución del contrato, que se registra.**
- l) No se podrá atender Demanda Esencial con contratos de suministro que requieren garantía de firmeza, que incluyan Fuentes de Suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad, a menos que las cantidades contratadas se deriven de cantidades que se hayan considerado previamente como Reservas de Gas Natural sobre ese mismo campo, en las condiciones establecidas para ello por la ANH.**
- m) La duración de la ejecución efectiva de los contratos de suministro de contingencia que se registren ante el Gestor del Mercado deberá ser igual a la duración estimada del período en que se presenta el impedimento de suministro de la fuente contratada afectada por el evento que le impide la prestación del servicio.**
- n) Los contratos de suministro que se hayan suscrito a partir de campos de hidrocarburos antes de haberse declarado su comercialidad ante la ANH, cuya ejecución esté sometida a que dicha declaración se realice, podrán ser registrados en cualquier momento ante el Gestor del Mercado, después de haber declarado comercialidad, adoptando alguna de las modalidades CREG de tipo firme o aquella de tipo firme utilizada en aplicación del parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, sin necesidad de que ni el vendedor ni el comprador declaren la información que se establece al respecto en los literales a., c. y e. del artículo 21 de la presente resolución.**
- o) A partir de la publicación de la presente resolución, el plazo de ejecución de un contrato que esté vigente no podrá ser adicionado o prorrogado y deberá darse por terminado una vez cumplido el plazo inicial de ejecución, sin excepción ninguna.**



Parágrafo 1. Los Vendedores del Mercado Primario serán los responsables en cualquier momento de ejecución de la totalidad de los contratos suscritos que requieren Respaldo Físico, que las cantidades totales comprometidas en firme o con garantía de firmeza desde sus Fuentes de Suministro, no sean superiores al valor del Potencial de Producción declarado para la totalidad de las Fuentes de Suministro, ni tampoco de manera individual para cada una de ellas, en todos y cada uno de los meses comprometidos en la duración del Contrato de Suministro, de acuerdo con la declaración que se encuentre vigente, presentada en cumplimiento del artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, o aquel que lo modifique o sustituya.

Parágrafo 2. Para efectos de cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique o sustituya, los Contratos de Suministro de las modalidades Opción de Compra de gas, Opción de Compra de Gas contra Exportaciones y de Firmeza Condicionada, se contarán como contratos que garantizan firmeza en las cantidades correspondientes a las contratadas y se considerarán complementarios entre sí.

Artículo 24. Condición de precio de los contratos. El precio de los contratos de suministro de gas natural negociados estará sujeto a las siguientes condiciones:

1. En el caso de **aplicación del mecanismo de** negociaciones directas, el precio será el que acuerden las partes.
2. En el caso de las negociaciones de contratos a las que se hace referencia en el artículo **22** de esta Resolución, el precio será el **que surja de la aplicación de mecanismos de comercialización en los que haya procesos de concurrencia de interesados. Si el precio resultante se aplicará a un período de ejecución que inicia después de transcurrido un año calendario de la fecha del registro del contrato, se aplicará la actualización de precios establecida en el contrato.**
3. El precio en el contrato que se suscriba y registre, deberá ser igual entre cada Trimestre Estándar de ejecución del contrato en los casos resultantes de negociaciones directas, y podrá ser diferente en aquellos casos en que el suministro en un Trimestre Estándar haya sido asignado mediante la subasta reglamentada en el Anexo 7 de la presente resolución, o el mecanismo de mercado utilizado cuando hay oferta comercial deficitaria. Tal precio podrá variar como resultado de la aplicación de las ecuaciones de actualización periódica de precios que se haya pactado, para lo cual se deberá tener en cuenta lo establecido en el numeral 6 del Anexo 3 de la presente resolución cuando se haya utilizado el mecanismo de subasta reglamentado en dicho Anexo. También podrá variar el precio como resultado de lo establecido en el numeral 6 del presente artículo.
4. En cualquier caso, el precio del gas cuando se dé inicio el suministro, deberá corresponder al precio pactado para dicho inicio por las partes



Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 54 de 164

al momento del registro del contrato ante el Gestor del Mercado.

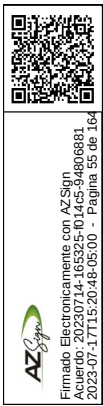
5. **En el caso de los contratos resultantes de las negociaciones directas en que no se utilice como mecanismo de comercialización un proceso de concurrencia de interesados, el precio al inicio de suministro de un contrato podrá ser un precio fijo determinado al momento de registro del contrato ante el Gestor del Mercado, o un precio variable que utilice como referencia uno o varios índices de referencia nacionales o internacionales, acordados por las partes.**
6. **Las partes de los contratos podrán acordar modificaciones al precio inicial del contrato registrado ante el Gestor del Mercado, o a las ecuaciones para la actualización de los precios en forma periódica, siempre y cuando la modificación del contrato registrado ante el Gestor del Mercado no tenga la capacidad, el propósito o el efecto de ir en detrimento de los derechos e intereses de los usuarios, así como alterar los propósitos y principios establecidos en esta resolución.**
7. **El vendedor debe ofrecer a todos los compradores que suscribieron contratos de un mismo proceso de concurrencia, cualquier propuesta de cambio de fórmulas de actualización de precios, la que podrá ser aceptada por uno o varios de los compradores, sin que ello obligue a su aplicación con los demás compradores.**
8. **Los descuentos que se realicen se considerarán como una modificación al precio inicial del contrato.**

Parágrafo. En Resolución aparte la CREG definirá a los comercializadores que atienden la demanda regulada, las condiciones de traslado de los costos incurridos en la contratación del suministro de gas, derivados de los precios pactados y/o de las ecuaciones de actualización de los precios pactados en los contratos registrados ante el Gestor del Mercado.

Artículo 25. Comercialización conjunta de la producción de Fuentes de Suministro nuevas costa afuera y YNC. Los socios de un contrato de Asociación o los Participantes de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, que cuenten con una Fuente de Suministro ubicada costa afuera o que sea un Yacimiento no Convencional y que a la fecha de publicación de la presente resolución no hayan declarado la comercialidad de dicha fuente ante la ANH, podrán comercializar la producción de gas natural de dicha fuente o de dicho contrato mediante la comercialización conjunta definida en la Resolución CREG 093 de 2006 o aquella que la modifique o sustituya, sin necesidad de la autorización a la que se refiere el artículo 3 de la misma Resolución o aquella que la modifique o sustituya.

Título IV

Aspectos comerciales del mercado secundario



Capítulo I
Modalidades y requisitos mínimos de contratos de suministro

Artículo 26. Modalidades de contratos permitidos en el mercado secundario. En el mercado secundario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos **para negociar los derechos de suministro adquiridos por los compradores del Mercado Primario:**

1. Contrato firme o que garantiza firmeza, **CF**.
2. Contrato de suministro con firmeza condicionada, **CFC**.
3. Contrato de opción de compra de gas, **OCG**.
4. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, **OCGX**.
5. Contrato de suministro de contingencia, **CSC**.
6. Contrato con interrupciones, **CI**.

Con excepción de los contratos con interrupciones, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas en los artículos 10, 11, 13, 14, 26 y 27 de esta Resolución.

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

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

Parágrafo 3. Los contratos que se suscriban en el mercado secundario sólo podrán 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 la denominación y** en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

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

Parágrafo 5. 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 27. Duración de los contratos. Los contratos **de derechos de suministro de gas** que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración que acuerden las partes, siempre y cuando la fecha de **la ejecución** del



suministro inicie **como máximo** durante el año de gas **siguiente al año de gas** en que se realizó el registro del correspondiente contrato.

Parágrafo. Los Participantes del Mercado Mayorista que actúen en el mercado secundario deberán efectuar la declaración de la información de que trata el numeral 1.3.1 del Anexo 1 de esta Resolución.

Artículo 28. Puntos Estándar de entrega e indicadores de formación de precios.

A. Puntos Estándar de entrega. En los contratos **de derechos** de suministro de gas natural que se suscriban en el mercado secundario, se deberá pactar el Punto Estándar de entrega, de acuerdo con el listado **adoptado por** la CREG en circular de la Dirección Ejecutiva.

En todo caso, dichos Puntos estándar de entrega deben corresponder a: i) un punto de transferencia de custodia entre el comercializador y el transportador cuando **el Punto de Entrega también corresponda a Puntos de Importación o** Puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte; ii) un punto de transferencia de custodia entre el transportador y el vendedor del mercado secundario cuando se trate de puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte; iii) un punto de transferencia entre transportadores; o iv) un punto de inicio o terminación del servicio de transporte.

B. Indicadores de formación de precios de Intermediación: Mediante circular, la Dirección Ejecutiva de la CREG definirá el conjunto de puntos estándar de entrega que se utilizarán para cada indicador. Así mismo, se definirá la metodología que se debe utilizar para el cálculo de los indicadores.

El Gestor del Mercado calculará y publicará en el BEC los indicadores de formación de precios, con base en la información registrada por los Participantes del mercado para cada punto estándar de entrega.

Parágrafo 1. El vendedor **del Mercado Secundario** deberá entregar el gas en el Punto estándar de Entrega **pactado en los contratos de derechos de suministro**, el cual deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en la Circular que la CREG **publicada** para esos efectos, y deberá asumir los costos para transportar el gas hasta ese punto. **La información de precios del gas natural que será comercializado en el mercado secundario y la de los costos de transporte que asumirá hasta el Punto Estándar de entrega deberá desagregarse en los contratos de derechos de suministro y deberá informarse al Gestor del Mercado de esa misma manera.**

Parágrafo 2. La transferencia de propiedad del gas entre los Participantes del Mercado que actúan en el vendedor y el comprador del mercado secundario deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en la circular que la CREG publique para estos efectos.

Parágrafo 3. Se deberán reportar **al Gestor del Mercado todos** los puntos estándar de entrega **pactados en los Contratos de derechos de Suministro del Mercado Secundario asociado con** el código de la División Político-administrativa, Divipola, vigente, publicado en la página web del Departamento



Nacional de Estadística, DANE, del centro poblado en el que el **Comercializador entregue el gas, asociando la fuente de suministro y el contrato o contratos del Mercado Primario del que sea titular de los derechos de suministro.**

Parágrafo 4. En la ejecución de los contratos con interrupciones negociados bilateralmente, como se establece en el artículo **37** de la presente Resolución, las partes definirán los puntos estándar de entrega, el cual deberá corresponder a uno de los puntos estándar listados en la circular que la CREG publique para estos efectos.

Capítulo II

Participantes en el mercado secundario

Artículo 29. Vendedores de gas natural del Mercado Secundario. Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos Participantes del Mercado que podrán vender gas natural en el mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el título V de la presente Resolución.

Artículo 30. Compradores de gas natural del Mercado Secundario. Los Productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos Participantes del mercado que podrán **comprar derechos de suministro** en el mercado secundario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural **en el Mercado Secundario**, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo III del título IV y en el título V de la presente Resolución.

Capítulo III

Comercialización de derechos de suministro de gas natural

Artículo 31. Negociaciones directas de derechos de suministro de gas natural del Mercado Secundario. Con excepción de los usuarios no regulados, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos **29 y 30** de esta Resolución podrán negociar directamente **derechos de suministro de gas natural** en el mercado secundario, **únicamente a partir de la información publicada por el Gestor del Mercado, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 33 de la presente resolución. Una vez publicada la información por el Gestor del Mercado, los agentes podrán hacer uso de otras plataformas, como se establece en el artículo 34 de la misma.** En estas negociaciones sólo se podrán pactar contratos sujetos a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución. Las partes acordarán libremente el precio de **los derechos de suministro** del gas natural que se comercialice mediante estas negociaciones directas.

Los mencionados vendedores y compradores que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta Resolución, podrán realizar negociaciones **de derechos de suministro de gas natural** en el mercado secundario de acuerdo con lo señalado en el artículo 33 de esta Resolución.



Parágrafo 1. La cantidad total de derechos de suministro de cada comercializador que se ofrezca en venta mediante contratos en firme o que garantizan firmeza, no podrá ser superior a la sumas de las cantidades de derechos de suministro de que disponga dicho comercializador a través de los contratos suscritos en firme o con garantía de firmeza, como parte compradora, tanto en el mercado primario como en el mercado secundario.

El incumplimiento de estas medidas podrá ser considerado por la autoridad competente como práctica contraria a la libre competencia.

Artículo 32. Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo. Los Participantes del Mercado, que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta Resolución, se acogerán a los mecanismos y procedimientos de negociación del proceso úselo o véndalo detallado en el artículo 36 de la presente Resolución.

Capítulo IV

Negociaciones a través del BEC

Artículo 33. Negociaciones directas a través del BEC. Como parte del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del artículo 5 de esta Resolución, el Gestor del Mercado pondrá la siguiente información a disposición de los Participantes del mercado que estén registrados en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta Resolución:

1. Ofertas de venta **de derechos de suministro** de gas natural. Las ofertas deberán especificar la identidad del oferente, los datos de contacto del mismo, la cantidad **de derechos de suministro** ofrecida en MBTUD, **los contratos de suministro del mercado primario de donde derivan los derechos que ofrece, las Fuentes de Suministro y Puntos de Entrega del contrato del Mercado Primario**, la duración del contrato ofrecido, el punto estándar de entrega, los precios de venta en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU **desagregados para incluir el transporte hasta el punto estándar de entrega** y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato ofrecido.
2. Solicitudes de compra de **derechos de suministro** de gas natural. Las solicitudes deberán especificar la identidad del solicitante, los datos de contacto del mismo, la cantidad requerida en MBTUD, la duración del contrato solicitado, el Punto Estándar de entrega, el precio de compra en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU y la fecha máxima para manifestar interés en el contrato solicitado.

A partir de esta información, los Participantes del Mercado que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el artículo 35 de esta Resolución, realizarán las negociaciones directas de su interés. Será responsabilidad de estos llevar a cabo cada una de las negociaciones y celebrar los correspondientes contratos, con sujeción a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución.

Parágrafo. El Gestor del Mercado definirá el medio y el formato para la presentación de las ofertas de venta **de derechos de suministro** y de las solicitudes de compra de gas a las que se hace referencia en este artículo. El



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

Artículo 34. Negociaciones directas a través de otras plataformas. La implementación del BEC no impedirá la negociación a través de otras plataformas de iniciativa particular. **En cualquier caso, en la plataforma se deberá registrar y publicar la misma información que, como mínimo, se establece en los numerales 1 y 2 del artículo 33 de la presente resolución.**

No obstante, todos los contratos del mercado secundario deberán ser registrados ante el Gestor del Mercado de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 1 de esta Resolución.

Artículo 35. Registro en el BEC. Los Participantes del Mercado a los que se hace referencia en los artículos **29 y 30** de esta Resolución podrán registrarse en el BEC para tener acceso a información sobre ofertas de venta **de derechos de suministro de gas** 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.

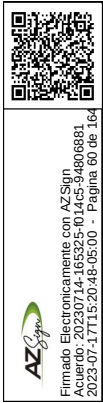
La información que el Gestor del Mercado solicite a través de los formatos de registro en el BEC, por lo menos, le deberá permitir identificar si el Participante del mercado que desea registrarse corresponde a aquellos Participantes del Mercado a que hacen referencia los artículos **29 y 30** de esta resolución.

Adicionalmente el Gestor del Mercado deberá verificar que el contrato que se desee registrar deberá haberse pactado a partir de la información publicada tanto por el vendedor como por el comprador, de acuerdo con lo establecido en los artículos 33 y 34 de la presente resolución.

Capítulo V
Proceso úselo o véndalo

Artículo 36. Proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. El gas natural que haya sido contratado en firme **en el Mercado Primario** y no haya sido nominado **por los compradores del mercado antes mencionado**, para el siguiente día de gas estará a disposición de los compradores **del Mercado Secundario** a los que se hace referencia en el artículo 30 de esta Resolución que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el artículo 35 de la misma. Para la negociación de este gas se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Declaración de las cantidades disponibles. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1, **los Vendedores del Mercado Primario** declararán **al Gestor del Mercado**, los titulares de los derechos de suministro del gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, **firmes CF80, en el 80% de la cantidad contratada**, firmes CF95, en el 95% de la cantidad contratada, de firmeza condicionada, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas, las respectivas cantidades de gas no nominado y los correspondientes puntos de entrega de dicho gas pactados en los contratos.



Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo 4 de la presente Resolución.

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades que no fueron nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los artículos 10 y 11 de esta Resolución.

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

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

2. Definición del precio de oferta. El precio de oferta de las cantidades de gas disponibles de que trata el numeral anterior será el precio de reserva que declaren los titulares de las cantidades de gas natural disponibles conforme a lo establecido en el numeral 5.4 del Anexo 4 de la presente Resolución.
3. Publicación de la cantidad disponible. A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1, el Gestor del Mercado publicará la cantidad total de gas disponible en cada Punto de Entrega.
4. Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar, a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de que trata el artículo 30 de esta Resolución, que se hayan registrado en el BEC según lo dispuesto en el artículo 35 de esta Resolución, y que quieran contratar el gas ofrecido en el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, enviarán sus solicitudes de compra al Gestor del Mercado. Estas solicitudes de compra deberán presentarse de conformidad con lo establecido en el numeral 5.6 del Anexo de la presente Resolución. **Los contratos de derechos de suministro que deriven del proceso de úselo o véndalo de corto plazo se entenderán como operaciones del Mercado secundario, les aplicarán todas las disposiciones previstas en esta resolución para ese mercado, y así quedarán registradas por el Gestor.**
5. Subasta de la cantidad disponible. El Gestor del Mercado deberá facilitar la comercialización de las cantidades disponibles de gas natural **no nominadas por los compradores del Mercado Primario**, para lo cual dará aplicación al procedimiento de negociación mediante el mecanismo de subasta a que se refiere el numeral 5.7 del Anexo de la presente Resolución.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-9486881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 61 de 164

Este mecanismo se aplicará entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 para cada Punto de Entrega de gas. Habrá tantas subastas como puntos de entrega con gas disponible para subastar, y será entregado en el punto especificado para la correspondiente subasta.

6. Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1, una vez finalizadas las subastas, el Gestor del Mercado deberá informar a los vendedores y compradores **del Mercado Secundario** las cantidades asignadas **a los compradores de corto plazo** bajo este proceso. El gestor del mercado igualmente informará dichas cantidades a los productores-comercializadores y a los comercializadores de gas importado involucrados en este proceso.
7. Celebración de contratos. El vendedor **del Mercado Secundario** y el respectivo comprador **de corto plazo determinado por el Gestor del Mercado** serán responsables de suscribir el **contrato de derechos de suministro** de gas natural. Este deberá cumplir las condiciones y los requisitos mínimos de un contrato firme sujeto a lo dispuesto en el capítulo I del título IV de la presente Resolución.

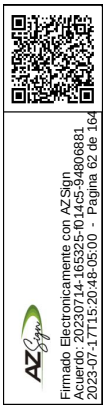
El vendedor **del Mercado Secundario** podrá supeditar el perfeccionamiento y la ejecución del contrato y, por tanto, la nominación del gas, a un acuerdo sobre los mecanismos para el cubrimiento del riesgo de cartera al que él se enfrenta. En todo caso, el vendedor **del Mercado Secundario** siempre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

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

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

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

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



importado.

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

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

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

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

Parágrafo 4. Durante el ciclo de nominación de gas, los responsables de la misma no podrán modificar las cantidades de energía ya nominadas a la hora límite para el recibo de la nominación diaria de suministro, por parte de los **Vendedores del Mercado Primario**, establecida en el RUT. En la confirmación de la cantidad de energía a suministrar, la cual se realiza dentro de la hora límite establecida en el RUT, sólo se podrán aumentar las cantidades nominadas inicialmente **por el Comprador del Mercado Primario** en aplicación del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural.

Título V

Negociación de contratos con Interrupciones

Artículo 37. Negociación de contratos con interrupciones a través de negociaciones directas. Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 16 y 29, y en los artículos 17 y 30 de la presente resolución, podrán negociar directamente contratos con interrupciones con sujeción a las siguientes reglas, según corresponda:

1. **Duración:** En el caso de los vendedores del artículo 16 de la presente resolución, el contrato que suscriban deberá tener una duración de un (1) mes, excepto en los casos de las fuentes de suministro que están en pruebas o no han declarado comercialidad que podrán suscribir contratos con interrupciones de cualquier duración. En el caso de los Vendedores del artículo 29 de la presente resolución y de las fuentes de suministro en pruebas o sin declaración de comercialidad, el contrato que suscriban deberá tener una duración mínima de un (1) mes y máxima de doce (12) meses. En cualquier caso, su ejecución deberá iniciar antes de la finalización del año de gas en que se realice el registro ante el Gestor del Mercado, comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año calendario siguiente, excepto para los contratos registrados en el mes de noviembre de un año de gas para su ejecución en el mes de diciembre siguiente.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 63 de 164

2. Precio: las partes deberán pactar un precio único **máximo** expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y no se actualizará durante el plazo de duración del contrato.
3. Cantidades: las partes deberán acordar la cantidad máxima contratada en MBTUD.
4. Ejecución:
 - a) En el día D-1, antes del inicio del ciclo de nominación de suministro, las partes fijarán **previamente** la cantidad de gas en MBTU a entregar por parte del vendedor durante el día de gas y los puntos de entrega. El vendedor **del Mercado Primario y/o el Vendedor del Mercado Secundario** tendrán en cuenta esta información para realizar la nominación para el día de gas.
 - b) Durante el día de gas las partes **en los Contratos con Interrupciones** podrán acordar modificar las cantidades y los puntos de entrega, en todo caso sujeto al proceso de renominaciones.
 - c) Durante el día D+1 las partes determinarán las cantidades de gas en MBTU autorizadas por el vendedor durante el día de gas y liquidarán el valor total **por Punto de Entrega o** por Punto estándar de entrega **según corresponda a Mercado Primario o Mercado Secundario**, de esas cantidades, en dólares de los Estados Unidos de América. La cantidad autorizada **en los Contratos con Interrupciones** es aquella **aceptada por parte de los Vendedores del Mercado y** sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.
5. Reporte de información al Gestor del Mercado:
 - a) Información del contrato: las partes deberán reportar al Gestor del Mercado la información de los contratos **con interrupciones** según lo dispuesto en el Anexo 1 de la presente Resolución. Este contrato **con Interrupciones** deberá estar registrado ante el Gestor del Mercado **como mínimo un (1) día hábil** antes del día de inicio de ejecución.
 - b) Información de ejecución del contrato: a más tardar el día D+1 las partes deberán declarar al Gestor del Mercado las cantidades en MBTU autorizadas por el vendedor, el Punto de Entrega **o Punto Estándar de entrega, según corresponda**, el precio unitario expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU determinado a partir de la información del literal c) del numeral 4 del presente artículo, y el tipo de demanda atendida.
6. **En el caso de los Vendedores del mercado primario de que trata el artículo 16 de esta resolución, el contrato con interrupciones podrá ser registrado ante el Gestor del Mercado en cualquier momento del mes anterior al mes de ejecución.**
7. **Los Vendedores del mercado primario de que trata el artículo 16 de esta resolución podrán negociar directamente el suministro del gas**



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 64 de 164

natural mediante contratos con interrupciones de los volúmenes que provengan de la parte variable de los contratos con modalidades CF80 y CF95, cuya nominación podrá ser autorizada por el vendedor del mercado primario siempre y cuando dicha cantidad de pago variable del contrato CF80 y CF95 no sea nominada por el comprador que suscribió dicho contrato.

8. En el caso de los Vendedores de que trata el artículo 16 de esta Resolución, las cantidades que podrán ser contratadas y registradas al Gestor del Mercado mediante contratos con interrupciones no podrán superar en total el mayor valor que se obtenga de la comparación entre:
i.) El ciento cincuenta por ciento (150%) del valor de la PTDV calculada por el Gestor del Mercado a partir de la declaración de producción más reciente declarada al Ministerio para dicha fuente y dicho vendedor, y restando las cantidades de contratos con garantía de firmeza registrados, ambos a la fecha de registro del contrato con interrupciones para la fuente de suministro del contrato y dicho vendedor; y ii.) El veinte por ciento (20%) del valor de las cantidades contratadas con garantía de firmeza que se encuentran registradas ante el Gestor del Mercado a la fecha de registro del contrato con interrupciones para la fuente de suministro del contrato y el vendedor; en ambos casos para cada uno de los meses del período al que se ofrece el gas en contratos con interrupciones. Para efectos de los cálculos de cantidades contratadas, no se tendrán en cuenta los contratos suscritos que no han seguido los procedimientos del mercado mayorista establecidos en la presente Resolución.

En este caso, los vendedores deberán establecer y publicar un mecanismo que cumpla con los mismos criterios establecidos en el artículo 42 de la presente resolución, para ser aplicado en la autorización de las nominaciones de suministro, asegurando la neutralidad y evitando tratos discriminatorios indebidos, el cual debe ser de público conocimiento de los compradores del mercado primario y los compradores del mercado secundario que tengan vigentes contratos con interrupciones, así como de futuros compradores interesados en esa modalidad contractual.

Lo establecido en este artículo aplica sin excepción a todas las Fuentes de Suministro o a los derechos de suministro que deriven de todas las fuentes de Suministro, incluyendo también las contempladas en los literales a, b y c del numeral 1 del artículo 19 de la presente resolución.

El Gestor del Mercado deberá validar que los topes arriba establecidos se cumplan cuando los agentes proceden al registro de un contrato con interrupciones. En caso de que el Gestor del Mercado encuentre que no se cumplen los topes, este deberá informárselo al Vendedor del Mercado Primario o Secundario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique. Cuando no sea posible la rectificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato, no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación y deberá informar dicha situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.



En ningún caso, la suma de las cantidades autorizadas mensuales por los vendedores del mercado primario de las nominaciones recibidas de los contratos con garantía de firmeza y de los contratos con interrupciones, podrán superar las cantidades mensuales del Potencial de Producción contenidos en la declaración más reciente realizada al Ministerio de Minas y Energía.

- 9. En el caso de los Vendedores del mercado secundario de que trata el artículo 29 de esta resolución, los derechos de suministro adquiridos en el mercado primario mediante contratos firmes o que garanticen firmeza, podrán ser negociados en contratos con interrupciones en cualquier momento del año de gas, y su ejecución deberá iniciar antes de la finalización del año de gas en que se realice el registro, comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año calendario siguiente, excepto para los contratos que se registren en el mes de noviembre cuya ejecución inicie en el mes de diciembre siguiente.**
- 10. En el caso de los Vendedores del mercado secundario de que trata el artículo 29 de esta resolución, las cantidades que podrán ser contratadas mediante contratos con interrupciones podrán ser hasta el mayor valor resultante de comparar: i.) El veinte por ciento (20%) de la cantidad de los derechos de suministro comprados en el mercado primario y en el mercado secundario para un mismo punto de entrega, que se encuentran registradas ante el Gestor del Mercado a la fecha de registro del contrato con interrupciones, mediante contratos firmes o que garantizan firmeza para el mismo período de ejecución del contrato con interrupciones que se desea registrar; y, ii.) El ciento por ciento (100%) de la cantidad contratada mediante contratos con interrupciones en el mercado primario y en el mercado secundario para un mismo punto de entrega, que se encuentran registradas ante el Gestor del Mercado a la fecha de registro del contrato con interrupciones para cada uno de los meses del mismo período de ejecución del contrato con interrupciones que se desea registrar.**

En este caso, los vendedores deberán establecer y publicar un mecanismo que cumpla con los mismos criterios establecidos en el artículo 42 de la presente resolución, para ser aplicado en la autorización de las nominaciones de suministro, el cual debe ser de público conocimiento de los compradores del mercado primario y de los compradores del mercado secundario que tengan vigentes contratos con interrupciones, así como de futuros compradores interesados en esa modalidad contractual.

- 11. Los contratos con interrupciones negociados a través de negociaciones directas que inicien el 1 de diciembre del siguiente año de gas se deberán registrar entre el 20 y el 25 de noviembre del año de gas vigente.**
- 12. De conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 12 del Decreto 2100 de 2011, o aquel que lo modifique complementé o sustituya, los vendedores **del mercado primario** a los que se hace referencia en el artículo**



16 de esta Resolución podrán negociar directamente el suministro del gas natural que provenga de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales mediante la modalidad de **contrato** con interrupciones.

13. Los Comercializadores de gas importado podrán negociar directamente con los generadores térmicos el suministro del gas natural, con destino a la atención de la demanda termoeléctrica, mediante la modalidad de contratos con interrupciones. Estos contratos tendrán duración mensual.

Título VI
Aspectos operativos

Artículo 38. Consideraciones operativas relacionadas con renominaciones.

1. En relación con las renominaciones de suministro durante el día de gas se seguirán, además de las establecidas en el RUT, las siguientes reglas, así:
 - a) Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado sólo podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. Como excepción podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este numeral.
 - b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de gas. En este caso los responsables de la nominación de gas deberán solicitar la renominación e informar a los productores-comercializadores o a los comercializadores de gas importado que la renominación la hacen a nombre del comprador de corto plazo.
2. **Los Vendedores del Mercado Primario** podrán **autorizar**, en un tiempo inferior a seis (6) horas, las renominaciones **de suministro** 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.

Los Vendedores del Mercado Primario sólo podrán negar la aceptación de estas renominaciones si existen limitaciones técnicas **u operativas originadas en los Puntos de Entrega de las Fuentes de Suministro** de gas **y deberán conservar los respectivos soportes, en caso de que la autoridad competente o los compradores así los requieran y este previsto en los contratos de suministro.**



Título VII
Otras disposiciones

Artículo 39. Registro de contratos de consumo propio. Los Productores-comercializadores deberán registrar ante el Gestor del Mercado los contratos de suministro de cantidades de gas de las que sean propietarios, que sean destinadas a consumo en refinerías o a otros consumos propios, presentando la información aplicable correspondiente a la requerida para el registro de los contratos de suministro del mercado primario, según el anexo 1 de la presente Resolución, siempre que la misma esté contenida en el contrato que se registra.

Parágrafo. En el caso que el productor-comercializador no sea una persona jurídica independiente de la refinería o del sitio de consumo propio a la que se suministra el gas, se podrán registrar ante el Gestor del Mercado las actas, certificados o acuerdos suscritos para efectos del suministro. Estos documentos tendrán el mismo tratamiento que el Gestor del Mercado le debe dar a los acuerdos comerciales o contratos registrados entre agentes del mercado, en lo que respecta a la confidencialidad de la información. Se deberá presentar la información aplicable correspondiente a la requerida para el registro de los contratos de suministro del mercado primario, según el anexo 1 de la presente Resolución, siempre que la misma esté contenida en el acta, certificado o acuerdo que se registra.

Artículo 40. Gas para la puesta en operación de la Infraestructura de Importación de Gas. Para efectos de la comercialización del gas natural que se requiera utilizar exclusivamente para la puesta en operación de Infraestructura de Importación de Gas, podrán ser comercializados directamente, y en cualquier momento y bajo cualquier modalidad de contratación de suministro permitida para el mercado primario. En caso de ser necesario, la CREG podrá diseñar otros mecanismos de comercialización que le serán aplicados a las cantidades gas de que trata este artículo.

Artículo 41. Reglas de comportamiento. Todos los Participantes en el Mercado Mayorista de gas natural deberán dar cumplimiento a las reglas de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019, o aquella que la modifique, añada o sustituya.

Artículo 42. Principios aplicables a procesos de concurrencia. Cualquier proceso de concurrencia de interesados que se utilice por parte de los vendedores de cualquier fuente de suministro, sin excepciones, a partir del mecanismo de negociaciones directas, deberá cumplir con los siguientes principios:

- a. **Eficiencia:** el desarrollo del mecanismo de mercado conducirá a la formación de precios eficientes de cada uno de los productos.
- b. **Publicidad:** se garantizará mediante la publicación obligatoria en la página web de cada vendedor.
- c. **Neutralidad:** el diseño del mecanismo de mercado y el reglamento de este



no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los Participantes.

- d. Simplicidad y transparencia:** el mecanismo de mercado será claro, explícito y constará por escrito, de tal forma que pueda ser comprendido sin duda ni ambigüedad.
- e. Objetividad:** los criterios de adjudicación del mecanismo de mercado serán claros e imparciales.

Artículo 43. Derogatorias. La presente Resolución deroga todas las disposiciones que le sean contrarias. En especial, las siguientes:

- 1. Resolución CREG 170 de 2011.**
- 2. Resolución CREG 118 de 2011.**
- 3. El artículo 6 de la Resolución CREG 079 de 2011.**
- 4. Los párrafos 1 y 2 del artículo 28 de la Resolución CREG 126 de 2010.**
- 5. El artículo 3 de la Resolución 147 de 2009.**
- 6. El artículo 1 de la Resolución CREG 045 de 2009.**
- 7. Los artículos 1 a 19 y 21 a 25 de la Resolución CREG 095 de 2008.**
- 8. Los artículos 1 a 6 de la Resolución 070 de 2006.**
- 9. El numeral 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2006.**
- 10. Los artículos 1, 2 y 5 a 9 de la Resolución CREG 023 de 2000.**
- 11. La definición de mercado secundario del artículo 1 de la Resolución 017 de 2000.**
- 12. Las siguientes definiciones del numeral 1.1 del RUT: capacidad disponible primaria, capacidad disponible secundaria, capacidad firme, capacidad interrumpible, capacidad liberada, comercialización de gas combustible, comercializador, liberación de capacidad, mercado secundario, remitente, remitente remplazante y variación de salida.**
- 13. El párrafo del numeral 2.2.2 y los numerales 2.5 y 4.7.1 del RUT.**
- 14. Los dos (2) últimos incisos del numeral 2.2.3 del RUT.**
- 15. La definición de productor-comercializador del artículo 1 de la Resolución CREG 023 de 2000.**
- 16. Las siguientes definiciones del artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 1998: comercialización y comercializador.**

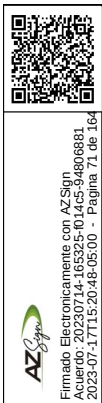


17. **Las siguientes definiciones del artículo 1 de la Resolución CREG 057 de 1996: comercialización de gas combustible, comercializador, mercado mayorista, prima de disponibilidad, venta de gas natural por parte de productores y centro de despacho de gas.**
18. **Los artículos 10, 12, 22, 33, 76 y 77 de la Resolución CREG 057 de 1996.**
19. **Resolución CREG 089 de 2013 y sus modificaciones.**
20. **Resolución CREG 114 de 2017 y sus modificaciones.**
21. **Resolución CREG 136 de 2014, y sus modificaciones.**
22. **Resolución CREG 021 de 2019.**
23. **Resolución CREG 186 de 2020, y sus modificaciones.**

Artículo 44. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014c5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 70 de 164



Anexo 1
Información transaccional y operativa

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 4.2 del artículo 5 de esta Resolución, el Gestor del Mercado recopilará, verificará, publicará y conservará la información que se detalla a continuación. La declaración de la información señalada en este anexo se hará a partir de la fecha en que el Gestor del Mercado inicie la prestación de sus servicios.

Los agentes que hayan registrado contratos en forma previa a la fecha de publicación de la presente Resolución y cuya ejecución se encuentre vigente, deberán completar la totalidad de la información requerida en este Anexo 1 para cada uno de los contratos registrados, en el plazo máximo establecido en el párrafo transitorio del artículo 5 de la presente Resolución. En el caso de no darse cumplimiento a lo anterior, el Gestor del Mercado deberá informar dicha situación a las autoridades competentes de vigilancia y control y podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia.

1. Información transaccional del mercado primario

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

a) Información a recopilar de los contratos:

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

Los Participantes del Mercado Primario a los que se hace referencia en el artículo 16 y en el artículo 17 de esta Resolución deberán registrar ante el Gestor del Mercado los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado primario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al Gestor del Mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. **Tipo del contrato de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, en el caso que no se acoja a modalidad contractual establecida por la CREG según parágrafo del artículo 20 de la presente resolución (con garantía de firmeza, interrumpible o mixto).**
- v. **Modalidad de contrato según lo dispuesto en el artículo 8 de esta Resolución (CF95, CF80, OCGX, CSC, CSI, CFC, OCG) o según**



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 72 de 164

lo dispuesto en el Parágrafo del artículo 20 de la presente resolución. Para aquellos contratos suscritos antes de la entrada en vigencia de esta Resolución, se deberá declarar **el tipo y** la modalidad de contrato de acuerdo con la normatividad vigente al momento de suscribirlo.

- vi. **Punto(s) de entrega** de la energía al comprador. Se entenderá por Punto de Entrega lo establecido en el artículo 3 de la presente resolución.
- vii. **Fuente de suministro (campo de producción o punto de importación).** Se deberá indicar el nombre de la(s) Fuente(s) de Suministro de las cuales se contrató la cantidad de energía pactada en el contrato. **En el caso de que en el contrato se incluyan varias Fuentes de Suministro, en un Punto de Entrega o una Fuente de Suministro con varios Puntos de entrega se deberá indicar la cantidad de energía por fuente de suministro, para cada mes de ejecución del contrato y por Punto de Entrega que el vendedor del mercado primario aportará para el cumplimiento de la cantidad de energía pactada en el contrato de suministro. Se debe distinguir el precio de suministro por cada uno de los puntos de entrega pactados en el contrato previamente registrado, cuando el gas provenga de una misma fuente de suministro en los contratos vigentes a la fecha de publicación de la presente Resolución. En el caso de contratos de suministro que incluyan el costo del transporte en el SNT para la entrega en un punto de salida del SNT, el vendedor deberá discriminar el precio de dicho transporte.**
- viii. **Condición de cada fuente de suministro al momento del registro del contrato (campo menor, campo en pruebas extensas con la duración de dichas pruebas o sin declaración de comercialidad, campo aislado, yacimiento no convencional, campo en desarrollo, Fuente de Suministro extranjera, otras fuentes)**
- ix. **Estado del gas natural que se suministra para cada fuente de suministro (gas natural, gas natural licuado, gas natural comprimido).**
- x. **Cantidad de energía contratada con garantía de firmeza, expresada en MBTUD, para cada fuente de suministro y cada mes de suministro.**
- xi. **Cantidad de energía contratada con interrupciones, expresada en MBTUD.**
- xii. **Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.**



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 73 de 164

- xiii. Porcentaje de pago mínimo fijo de las cantidades pactadas con garantía de firmeza.**
- xiv. En el caso de contratos con interrupciones, precio único máximo pactado en el contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, como se establece en el numeral 2 del artículo 37 de la presente Resolución.**
- xv. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año).
- xvi. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año).
- xvii. Tipo de demanda y sector de consumo**
- xviii. Moneda de pago pactada en el contrato.**
- xix. Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares de los Estado Unidos de América a pesos colombianos para la liquidación y facturación, si es el caso.**
- xx. Tipo de garantía pactada según el Anexo 6 de la presente Resolución.**
- xi. En el caso de campos en pruebas extensas, se debe presentar certificación vigente de la ANH sobre la consideración de reservas probadas y probables consideradas por la ANH para dichos campos. En caso de no entregarse la certificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y deberá informar a la SSPD para lo de su competencia.**
- xii. En el caso de que un contrato se solicite registrar con el tipo “firme” o “mixto”, la fuente de suministro de dicho contrato deberá contar con la PTDVF necesaria para cubrir la cantidad de energía con garantía de firmeza, para poder ser registrado en los respectivos períodos de ejecución.**
- xiii. Mecanismo inicial de resolución de conflictos (por ejemplo grupo interno de las partes, tribunal de arbitramento, justicia contenciosa, amigable componedor, etc.).**
- xiv. Información complementaria:** cada comprador deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, **si corresponde a Demanda Esencial, si corresponde a usuarios** regulados o no regulados, desagregada por **la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado**



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 74 de 164

nacional, comercial, industrial, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores que entreguen a usuarios no regulados conectados a un sistema de transporte deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con cada usuario no regulado. Cuando el comprador entregue a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución deberá declarar el nombre del usuario no regulado, la ubicación dentro del mercado de comercialización que atiende, así como la cantidad de gas contratada a entregar en el mercado relevante de comercialización en el que se consumirá esa cantidad, discriminando entre Esenciales y No esenciales, Regulados y no regulados.

- xxi. Información de los contratos de cesión de un contrato de suministro: en el caso de acordarse un contrato de cesión de un contrato de suministro del mercado primario, las partes del contrato de cesión deberán registrar la información de dicho contrato de cesión, que no haya sido parte de la información registrada previamente.**
- xxii. Información de las fórmulas a utilizar para actualizar los precios resultantes de negociaciones directas.**
- xxiii. Cada vez que se produzca una actualización de precios del contrato de suministro, se deberá informar el nuevo precio actualizado a aplicar en dicho contrato.**
- xxiv. La demás información que determine la CREG.**

La declaración de la información para el registro de los contratos se realizará a través del medio y del formato que defina el Gestor del Mercado. **Para lo anterior se deberá tener en cuenta que solo se puede registrar un contrato con un solo registro, con la información de la fecha de inicio y la fecha de terminación tal cual fueron pactadas en el contrato, por lo que no podrá haber diferentes registros para un mismo contrato, separados por fechas de inicio y de terminación sucesivas.**

Los **Participantes del Mercado** a los que se hace referencia en los artículos 16 y 17 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el Gestor del Mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos, los vendedores y los compradores del **Mercado Primario** deberán declarar al Gestor del Mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El Gestor del Mercado **deberá contar con** copia de los contratos **de suministro y de los contratos de cesión** referidos. Para este efecto, los vendedores a los que se hace referencia en los artículos 16 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al Gestor del Mercado.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 75 de 164

La no declaración de la información aquí señalada **y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor del Mercado no permitirá el registro del contrato** y podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad derivada de la posible falla en la prestación del servicio que se cause por la no declaración de esta información.

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

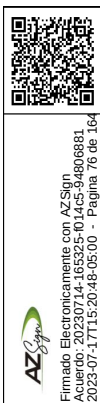
a) Verificación

El Gestor del Mercado verificará la consistencia de la información transaccional declarada por lo vendedores y los compradores 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.

Si el Gestor del Mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones 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.

- ii. **En el caso de contratos de suministro firme o con garantía de firmeza en el que un vendedor del mercado primario garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas, el Gestor del Mercado deberá verificar que la PTDVF con la que cuenta cada una de las Fuentes de Suministro utilizadas en el contrato que se registra, tiene un valor igual o superior a la cantidad asignada a dicha Fuente de Suministro en dicho contrato. Para la comparación anterior, el Gestor del Mercado deberá utilizar el resultado que obtenga para la PTDVF disponible de cada Fuente de Suministro que aparece en el contrato, el cual se calcula**



restando al valor total de la PTDVF declarada más reciente, las cantidades de suministro firme o con garantía de firmeza asignadas a esa Fuente de Suministro en los contratos registrados con posterioridad a la declaración de dicha PTDVF.

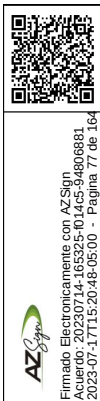
Si el Gestor del Mercado encuentra que la PTDVF disponible calculada de la manera anteriormente descrita, es inferior a la cantidad asignada para cada Fuente de Suministro que se incluye en el contrato que se desea registrar, deberá informárselo al Vendedor del Mercado Primario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique. Cuando no sea posible la rectificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato y, por tanto, no podrá ser ejecutado. 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.

Adicionalmente, y para efectos de lo anterior, los vendedores del mercado primario y el Gestor del Mercado deberán tener en cuenta, para los contratos que se desean registrar con base en los casos establecidos en el Parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, tomar el valor asignado a cada fuente de suministro incluida en el contrato, con la que se garantiza el servicio de suministro de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Lo anterior independientemente de la denominación que se haya utilizado para definir el contrato de suministro que se desea registrar.

- iii. 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 suministro.

En el caso del registro de los contratos con interrupciones, el Gestor del Mercado deberá validar que se cumplan los topes establecidos en el numeral 8 del artículo 37 de la presente resolución cuando los agentes proceden al registro de un contrato. En caso de que el Gestor del Mercado encuentre que no se cumplen los topes, este deberá informárselo al Vendedor del Mercado Primario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique. Cuando no sea posible la rectificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato, no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación y deberá informar dicha situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

- 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 este Anexo se deberá realizar dentro de los **plazos establecidos en la presente resolución, por lo que de no hacerse en dichos plazos el contrato no podrá ser registrado en el trimestre de negociación, excepto en condiciones extraordinarias de fuerza mayor, las cantidades comprometidas de venta y de compra quedarán liberadas para ser comercializadas en el siguiente trimestre de negociación.** 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.

Una vez iniciado el registro del contrato por una de las partes, la otra parte dispondrá de, como máximo de un (1) día hábil para efectuar el registro de dicho contrato. En caso de que ello no ocurra, el Gestor del Mercado se abstendrá de realizar dicho registro para esa oportunidad. En caso de que no se registre el contrato antes del plazo máximo establecido para ello, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la presente Resolución, las cantidades comprometidas deberán pasar a hacer parte de la información que se debe reportar de acuerdo con el numeral 1 del dicho artículo.

Los Vendedores del Mercado Primario no podrán aceptar las nominaciones ni podrán entregar las cantidades correspondientes a contratos que no estén registrados ante el Gestor del Mercado.

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

c) **Publicación**

El Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad indicada:

- i. La cantidad total de energía negociada mediante cada modalidad de contrato y para cada Punto de Entrega. Esta información se actualizará cada vez que cambie la cantidad contratada bajo



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 78 de 164

alguna de las modalidades contractuales definidas en el artículo 8 de esta Resolución.

- ii. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se negoció cada modalidad de contrato de suministro, en cada Punto de Entrega. Esta información se actualizará cuando cambie la cantidad contratada bajo alguna de las modalidades contractuales definidas en el artículo 8 de esta Resolución; o se actualice el precio pactado en los contratos como consecuencia de la actualización de precios a que se refiere el artículo 15 de la presente Resolución.
- iii. El precio promedio nacional por Punto de Entrega **y por** modalidad de contrato, calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior. Este valor se actualizará con la frecuencia señalada en el numeral anterior.
- iv. Los índices requeridos para aplicar las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de esta Resolución. Esta información se publicará a más tardar el último día hábil del mes de noviembre de cada año.

El Gestor del Mercado no identificará las negociaciones individuales en la información publicada.

1.3 Información sobre la ejecución de los Contratos con interrupciones del Mercado Primario:

A más tardar a las 24:00 horas del día D+1, los compradores y vendedores **del Mercado Primario** deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información sobre la ejecución del contrato, por cada **punto de entrega**:

- i. Número de contrato en ejecución.
- ii. Cantidad total de gas en MBTU autorizada por el vendedor al comprador para el día de gas.
- iii. **Cantidad total de gas en MBTU entregada por el vendedor al comprador en el Punto de Entrega para el día de gas. La cantidad entregada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.**
- iv. Valor facturado por la cantidad de gas autorizada para el día de gas, expresado en dólares de los Estados Unidos de América. En ningún momento el precio unitario acordado para el día de gas, podrá superar el precio único al que hace referencia el numeral 2 del artículo 37 de la presente Resolución
- v. **Punto de Entrega o Punto Estándar de Entrega** de las cantidades de gas autorizadas por el vendedor.

- vi. Cada vez que se produzca una actualización de precios del contrato de suministro, se deberá informar el nuevo precio actualizado a aplicar en dicho contrato.

Adicionalmente, cada comprador del Mercado Primario deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda atendida con la ejecución del contrato. Esto es, si correspondió a Demanda Esencial o no, si correspondió a usuarios regulados o no regulado, desagregada en demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, petroquímica, generación térmica, exportaciones u otros. Todo lo anterior por mercado de comercialización.

Los compradores que entreguen gas natural en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados a un sistema de transporte, deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con interrupciones con cada usuario no regulado. Cuando el comprador entregue gas en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución, deberá declarar el nombre del usuario no regulado, la ubicación dentro del mercado de comercialización que atiende, así como la cantidad de gas contratada con interrupciones a entregar en el mercado relevante de comercialización en el que se consumirá esa cantidad, discriminando entre Esenciales y No esenciales, Regulados y no regulados.

La declaración de la información señalada en el presente literal se deberá realizar a través del medio y del formato que defina el Gestor del Mercado.

La no declaración de la información aquí señalada y entrega de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor 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. Información transaccional del mercado secundario

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

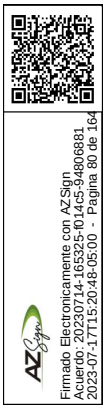


El Gestor del Mercado llevará un registro de los contratos **de derechos de suministro** de gas natural que se suscriban en el mercado secundario.

Los vendedores y los compradores de gas natural a los que se hace referencia en el artículo 29 y el artículo 30 de esta Resolución deberán registrar ante el Gestor del Mercado los contratos de suministro de gas natural que suscriban en el mercado secundario. Para estos efectos, cada vendedor y cada comprador deberá declarar al Gestor del Mercado la siguiente información de cada uno de sus contratos:

a) **Información contractual**

- 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 26 de esta Resolución (firme, CFC, OCGX, CSC, CI).
- v. Punto Estándar de entrega según lo establecido en esta resolución.
- vi. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vii. **Precio a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.**
- viii. Precio **o porcentaje de intermediación** a la fecha de suscripción del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- ix. **Costo asumido por el vendedor por el transporte del gas hasta dicho Punto Estándar de Entrega**, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- x. Fecha de inicio de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos con duración menor a veinticuatro horas durante el día de gas también se deberá declarar la hora de inicio.
- xi. Fecha de terminación de la obligación de entrega (día/mes/año). En el caso de los contratos con duración menor a veinticuatro horas durante el día de gas también se deberá declarar la hora de terminación.
- xii. **Tipo de demanda (esencial o no esencial) y sector de consumo (industrial, termoeléctrico, refinerías, GNCV, sistemas de transporte de gas natural, petroquímica, comercial, residencial)**
- xiii. **Moneda de pago pactada en el contrato.**





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 81 de 164

xiv. Tasa de Cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares de los Estados Unidos de América a pesos colombianos para la liquidación y facturación, si es el caso.

xv. Información complementaria: cada comprador deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda a atender con el contrato. Esto es, **si corresponde a Demanda Esencial o no, si corresponde a usuarios regulados o no regulados, desagregado en la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional, y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, petroquímica, generación térmica, exportaciones u otros. Los compradores del mercado secundario deberán declarar el mercado de comercialización o los usuarios no regulados que se atenderá con el contrato de derechos de suministro, así como la cantidad de gas contratada a entregar, discriminando entre Demanda Esencial y no Esencial, Regulados y no regulados.**

xvi. Información sobre si el vendedor tiene relación con el comprador, si es filial, subsidiaria, sociedad matriz, y/o cualquier otra sociedad que sea parte de un mismo grupo económico.

xvii. La demás información que determine la CREG.

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

Los Participantes del Mercado a los que se hace referencia en el artículo 29 y en el artículo 30 de esta Resolución deberán actualizar el registro ante el Gestor del Mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al Gestor del Mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El Gestor del Mercado deberá contar con copia de los contratos de suministro referidos. Para este efecto, los vendedores a los que se hace referencia en el artículo 16 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al Gestor del Mercado.

La no declaración de la información aquí señalada y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor del



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014c5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 82 de 164

Mercado no permitirá el registro del contrato y podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

b) **Información sobre contratos con interrupciones pactados a través de negociaciones directas en el Mercado Secundario**

Información contractual:

A más tardar **un (1)** día hábil antes del inicio de la ejecución, los compradores y vendedores deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información relacionada con el contrato:

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- v. Precio único pactado en el contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, como se establece en el numeral 2 del artículo 37 de la presente Resolución.
- vi. Cantidad máxima pactada en el contrato expresada en MBTUD, como se establece en el numeral 3 del artículo 37 de la presente Resolución.
- vii. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).
- viii. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).
- ix. La demás información que determine la CREG.

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

Los vendedores y los compradores deberán actualizar el registro ante el Gestor del Mercado, en los eventos en que exista cesión, terminación anticipada o modificación del contrato de suministro de gas natural. Para estos efectos los vendedores y los compradores deberán declarar al Gestor del Mercado la información previamente señalada, debidamente actualizada.

El Gestor del Mercado tendrá copia de los contratos referidos, caso en el cual los Participantes del Mercado a los que se hace referencia en el artículo 29 y en el artículo 30 de esta Resolución estarán en la obligación de entregar tales copias al Gestor del Mercado.

Información sobre la ejecución de los Contratos con Interrupciones del Mercado Secundario:

A más tardar a las 24:00 horas del día D+1, los compradores y vendedores **del Mercado Secundario** deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información sobre la ejecución del contrato, por cada **punto de entrega** :

- vii. Número de contrato en ejecución.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 83 de 164

- viii. Cantidad total de gas en MBTU autorizada por el vendedor al comprador para el día de gas.
- ix. **Cantidad total de gas en MBTU entregada por el vendedor al comprador en el Punto de Entrega para el día de gas. La cantidad entregada es aquella sobre la cual se realiza la facturación por parte del vendedor al comprador.**
- x. Valor facturado por la cantidad de gas autorizada para el día de gas, expresado en dólares de los Estados Unidos de América. En ningún momento el precio unitario acordado para el día de gas, podrá superar el precio único al que hace referencia el numeral 2 del artículo 37 de la presente Resolución.
- xi. **Punto de Entrega o Punto Estándar de Entrega** de las cantidades de gas autorizadas por el vendedor.

Adicionalmente, cada comprador del Mercado Primario deberá declarar al Gestor del Mercado el tipo de demanda atendida con la ejecución del contrato. **Esto es, si correspondió a Demanda Esencial o no, si correspondió a usuarios regulados o no regulado, desagregada en demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, petroquímica, generación térmica, exportaciones u otros. Todo lo anterior por mercado de comercialización.**

Los compradores que entreguen en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados a un sistema de transporte, deberán declarar el nombre del usuario, la ubicación y/o punto de salida del usuario en el SNT y la cantidad contratada con interrupciones con cada usuario no regulado. Cuando el comprador entregue en el Mercado Minorista a usuarios no regulados conectados al sistema de distribución, deberá declarar el nombre del usuario no regulado, la ubicación dentro del mercado de comercialización que atiende, así como la cantidad de gas contratada con interrupciones a entregar en el mercado relevante de comercialización en el que se consumirá esa cantidad, discriminando entre Esenciales y No esenciales, Regulados y no regulados.

La no declaración de la información aquí señalada **y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el Gestor del Mercado** y 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

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

En el caso de solicitarse el registro de un contrato de derechos de suministro en el que un vendedor del mercado secundario garantiza derechos de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas, el Gestor del Mercado deberá verificar que esa misma cantidad de los derechos de suministro del contrato que se solicita registrar, corresponda a un valor igual o inferior a la cantidad contratada de suministro con garantía de firmeza adquirida en el mercado primario y en el mercado secundario, que aún tiene disponible dicho comercializador para el punto de entrega pactado en el contrato que se solicita registrar.

Si el Gestor del Mercado encuentra que la cantidad de los derechos de suministro del contrato que se solicita registrar, es superior a la cantidad de gas contratada que aún tiene disponible ese vendedor de las compras efectuadas con garantía de firmeza en el mercado primario y en el mercado secundario, por fuente de suministro y punto de entrega, deberá informárselo al Vendedor del Mercado Secundario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique 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, por tanto, no podrá ser ejecutado. 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.

Adicionalmente, y para efectos de lo anterior, los vendedores del mercado secundario y el Gestor del Mercado deberán tener en cuenta, para los contratos que se desean registrar con base en los casos establecidos en el Parágrafo del artículo 20 de la presente resolución, tomar el valor asignado a cada fuente de suministro incluida en el contrato, con la que se garantiza el servicio de suministro de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Lo anterior independientemente de la denominación que se haya utilizado para definir el contrato de derechos de suministro que se desea registrar.

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.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 84 de 164

b) A las 15:00 horas del día de gas, el Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC:

- i. La cantidad de energía **que corresponde a derechos de suministro**, negociada en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada Punto Estándar de Entrega.
- ii. El precio promedio **de intermediación**, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de **derechos de suministro** de gas natural en el mercado secundario entre las 00:00 y las 12:00 horas del día de gas, bajo cada modalidad de contrato en cada Punto de Entrega.

El Gestor del Mercado no identificará las negociaciones individuales **de derechos de suministro** en la información publicada.

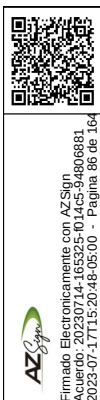
Para la publicación de esta información el Gestor del Mercado no estará obligado a verificarla previamente.

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 cantidad de energía **correspondiente a derechos de suministro**, negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada Punto **Estándar** de Entrega.
- ii. **El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de derechos de suministro de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada Punto Estándar de Entrega.**
- iii. El precio **o porcentaje de intermediación** promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de **derechos de suministro** de gas natural en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato para cada Punto **Estándar** de Entrega.
- iv. Los precios mínimos y máximos de la energía **correspondiente a derechos de suministro** negociada en el mercado secundario durante el día de gas, bajo cada modalidad de contrato y para cada Punto **Estándar** de Entrega, al igual que el número total de negociaciones realizadas.





- v. La cantidad de energía **correspondiente a derechos de suministro** negociada el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo de que trata el artículo 36 de esta Resolución.
- vi. El precio promedio, ponderado por cantidades, acordado en los contratos de **derechos de suministro** de gas natural para el día de gas mediante el proceso **de úselo o véndalo de corto plazo** de que trata el artículo 36 de esta Resolución, para cada Punto de Entrega.
- vii. El precio promedio nacional de la energía **correspondiente a derechos de suministro** negociada mediante el proceso **de úselo o véndalo de corto plazo** de que trata el artículo 36 de esta Resolución para el día de gas calculado como el promedio, ponderado por cantidades, de los precios a que se refiere el numeral anterior.

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 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. En este caso el Gestor del Mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

Si 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.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 87 de 164

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.

En el caso de la solicitud del registro de un contrato con interrupciones, el Gestor del Mercado deberá validar que se cumpla el tope establecido en el numeral 10. del artículo 37 de la presente resolución. En caso de que el Gestor del Mercado encuentre que no se cumple con el tope, este deberá informárselo al Vendedor del Mercado Secundario, dentro de las 24 horas siguientes a su recibo, para que rectifique. Cuando no sea posible la rectificación, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato, no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación y deberá informar dicha situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

3. Información de transacciones de los usuarios no regulados en el Mercado Minorista

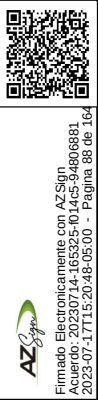
3.1. Recopilación de información sobre negociaciones entre Comercializadores y usuarios no regulados

a) Información a recopilar de los contratos

El Gestor del Mercado llevará un registro de los contratos de prestación del servicio público domiciliario de gas **combustible** a usuarios no regulados.

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

- i. Número del contrato.
- ii. Fecha de suscripción del contrato.
- iii. Nombre de cada una de las partes.
- iv. Tipo de demanda: comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica u otros. Se deberá declarar el nombre del usuario, la cantidad contratada con el mismo y su ubicación, para lo cual se deberá especificar si se trata de un usuario conectado al SNT o a un sistema de distribución. Si el usuario **no regulado** está conectado al SNT, el Comercializador deberá declarar en cuál municipio y departamento se encuentra el punto de salida del usuario. Si el usuario está conectado a un sistema de distribución, el Comercializador deberá declarar el mercado relevante **de comercialización** al que pertenece y el sistema de



distribución al que está conectado o si no es atendido mediante red física de distribución.

- v. Cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD.
- vi. Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario **no regulado**, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, a la fecha de suscripción del contrato. **Para lo anterior, se deberá desagregar el precio del suministro del costo de transporte del gas cuando en el contrato se incluyan ambos servicios.**
- vii. Fecha de inicio del contrato (día/mes/año).
- viii. Fecha de terminación del contrato (día/mes/año).
- ix. Garantías.
- x. Plazo para realizar el pago.
- xi. **Tipo del suministro (firme, interrumpible), pactada en el contrato de servicios públicos con el usuario no regulado.**
- xii. **El municipio en que está ubicado el usuario no regulado.**
- xiii. **Moneda de pago pactada en el contrato.**
- xiv. **Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares a pesos colombianos para la liquidación y facturación, si es el caso.**
- xv. **Precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario no regulado, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, cada vez que se actualicen los precios del contrato registrado.**
- xvi. La demás información que determine la CREG.

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

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

La no declaración de la información aquí señalada **y entregada de manera incompleta en los formatos establecidos por el** Gestor podrá ser considerada por la autoridad competente como una práctica

contraria a la libre competencia. Igual consideración se podrá dar a la declaración reiterada de información inconsistente.

b) Información de los usuarios no regulados

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

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

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

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

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

El Gestor del Mercado registrará los contratos con base en la información declarada por los comercializadores y una vez haya verificado que el comercializador respectivo ha dado aviso del inicio de actividades. Con base en dicha información, el Gestor del Mercado publicará lo siguiente en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:

- i. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, **por Punto de Salida del SNT o Mercado Relevante de Comercialización, según donde esté conectado dicho Usuario, el municipio y departamento donde el UNR se encuentre conectado al Sistema de Distribución, durante el mes calendario anterior.** Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, **desagregando el costo de transporte y el de distribución.**
- ii. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió el gas natural a usuarios no regulados, **por Punto de salida al SNT, por mercado relevante de comercialización, por municipio y departamento, donde el UNR se encuentre conectado al sistema de Distribución, durante el mes calendario anterior.** Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, **desagregando el costo de transporte y el de distribución.**

b) Información declarada por los usuarios no regulados

Cuando los usuarios no regulados declaren información sobre los contratos suscritos con los Comercializadores, el Gestor del Mercado



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 89 de 164



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014c5-9486881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 90 de 164

verificará la consistencia entre ésta y la información declarada por los comercializadores. Con base en la información consistente, el Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC, el quinto día hábil de cada mes:

- iii. El precio promedio, ponderado por cantidades, al que se vendió gas natural a usuarios no regulados, **por Punto de salida del SNT, por mercado relevante de distribución**, por municipio y departamento, **donde el UNR se encuentre conectado al Sistema de Distribución**, durante el mes calendario anterior. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, **desagregando el costo de transporte y el de Distribución**.
- iv. El precio mínimo y el precio máximo a los que se vendió gas natural a usuarios no regulados, **por Punto de salida del SNT, por mercado relevante de distribución**, por municipio y departamento, **donde el UNR se encuentre conectado al Sistema de Distribución**, durante el mes calendario anterior. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, **desagregando el costo de transporte y el de Distribución**.

4. Información operativa

4.1. Recopilación de información operativa

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

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

a) Suministro en el mercado primario

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1 **los Vendedores del Mercado Primario** deberán declarar al Gestor Mercado la siguiente información operativa del día de gas:

- i. Cantidad total de energía inyectada en cada punto de entrada al SNT, expresada en MBTU.
- ii. Cantidad total entregada a otros medios de transporte como gasoductos dedicados, **gasoducto de conexión**, transporte terrestre para gas natural comprimido, **transporte terrestre para gas natural licuado, expresada en MBTU**.

- iii. Cantidad de energía a suministrar en cada **punto de entrada al SNT y Fuente de Suministro**, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas.
- iv. Cantidad de energía exportada, **por Punto de exportación, Punto de Importación y fuente de suministro** expresada en MBTU, con sujeción a las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte sobre la materia.
- v. La demás información que determine la CREG.
- vi. **Los usuarios no regulados que participen como compradores en el mercado primario deberán declarar semanalmente al gestor del mercado, a través del medio y del formato que éste defina, la información que le sea aplicable, señalada en este literal.**

b) Suministro en el mercado secundario

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los comercializadores deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información operativa del día de gas D **respecto de sus ventas:**

- i. **Cantidad total de energía entregada en el punto de entrada del SNT, que tiene como punto de entrega dicho punto de entrada al SNT, expresada en MBTU, desagregada por tipo de Demanda (esencial o no esencial), si corresponde a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros.**

La declaración deberá incluir el nombre del comprador del mercado secundario para quien se nominó el gas y el número del contrato registrado ante el Gestor del Mercado con dicho comprador.

- ii. **Cantidad total de energía entregada en el punto de salida del SNT, que tiene como punto de entrega dicho punto de salida al SNT expresada en MBTU, para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de Demanda Esencial o no, si corresponde a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros. El comercializador declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas hasta los puntos de salida del SNT.**

La declaración deberá incluir el nombre del comprador del mercado secundario para quien se nominó el gas y el número del contrato registrado ante el Gestor del Mercado con dicho comprador.



c) **Suministro en el mercado minorista:**

A más tardar a las 12:00 horas del día D+1, los comercializadores deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información operativa del día de gas D:

- i. Cantidad total de energía entregada en el punto de salida del SNT, expresada en MBTU, para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de Demanda Esencial o no, si corresponde a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros.**
- ii. Cantidad total de energía entregada a otros medios de transporte como transporte terrestre para gas natural comprimido, transporte terrestre para gas natural licuado, expresada en MBTU, para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de Demanda Esencial o no, si corresponde a demanda de usuarios regulados o no regulados, desagregado en demanda residencial y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural comprimido vehicular, generación térmica, exportaciones u otros.**

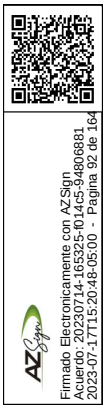
El comercializador declarará el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas, si el punto de entrega del contrato de suministro, corresponde a un punto de entrada al SNT hasta los puntos de salida del SNT o hasta el domicilio del UNR.

d) **Suministro en el mercado minorista a usuarios no regulados:**

Entre lunes y martes de cada semana los usuarios no regulados deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa correspondiente al período transcurrido entre el lunes y domingo de la semana inmediatamente anterior:

- i. Cantidad total de energía tomada de acuerdo con el medio de transporte utilizado (punto de salida de SNT, punto de entrega en fuente de suministro, punto de entrega para transporte terrestre, punto de descompresión de GNC, etc.), expresada en MBTU.**

e) **Información sobre nominaciones de suministro de gas:**



Los compradores del mercado primario que adquieren suministro de gas o derechos de suministro en el mercado mayorista, deberán declarar mensualmente la información de nominaciones de gas. Lo anterior de acuerdo con la propuesta que para el efecto presente el Gestor del Mercado dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución, la cual debe ser adoptada por la CREG mediante resolución aparte.

f) **Información sobre renominaciones de suministro de gas:**

Los compradores del mercado primario que adquieren suministro de gas o vendan derechos de suministro en el mercado mayorista, deberán declarar mensualmente la información sobre renominaciones de gas. Lo anterior de acuerdo con la propuesta que para el efecto presente el Gestor del Mercado dentro del mes siguiente a la entrada en vigor de la presente Resolución, la cual debe ser adoptada por la CREG mediante resolución aparte.

Cuando los vendedores del mercado primario no dispongan de la información para declarar al Gestor la energía por sectores, en los Puntos de Entrega, exigirán que en la nominación de suministro, los compradores del mercado primario, les señale la desagregación por tipo de demanda, es decir, si corresponde a Demanda Esencial o no, si corresponde a usuarios regulados o no regulados, si corresponde a demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, la demanda de GNCV, y la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional, comercial, industrial, petroquímica, generación térmica, exportaciones u otros, de la energía nominada para el día de gas. El responsable de la nominación deberá entregar la desagregación el mismo día de la nominación, en el formato que para el efecto presente el Gestor del Mercado para aprobación de CREG en resolución aparte dentro del mes siguiente a la entrada en vigor de la presente resolución.

El Gestor del Mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este literal.

g) **Otra información operativa:**

Los **Vendedores del Mercado Primario** deberán declarar al Gestor del Mercado la siguiente información, cada vez que sea necesario para mantenerla actualizada, por Punto de Entrega y cada Fuente de Suministro que debe corresponder al código que el Gestor asigne al Punto de Entrega donde el **Productor entrega el gas a sus compradores:**

- Tipo de Fuente de Suministro: **Nacional o Externa, si es infraestructura de importación de gas o campo de producción, especificando si se**



trata de un campo menor, aislado, en pruebas extensas, costa afuera, yacimiento no convencional.

- Nombre del Punto de Entrega, Punto Estándar de Entrega y su codificación: **se le deberá determinar un nombre al Punto de entrega, un Punto estándar de Entrega, conforme a los contratos de suministro o derechos de suministro, según corresponda, y asignarle un código por parte del Gestor del Mercado. En caso de que el Punto Estándar de Entrega esté en el sistema de distribución, se deberá indicar el nombre del mercado relevante de comercialización y del municipio donde está ubicado el Punto estándar de Entrega. Si se trata de una fuente de suministro aislada, el nombre del Punto de Entrega será igual al nombre de la fuente de suministro pactada en el o los contratos de suministro.**

4.2. Verificación y publicación de la información operativa

a) Verificación

A partir de la información operativa recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución 185 de 2020, el Gestor del Mercado verificará **mensualmente** la consistencia de la información operativa declarada por las partes que intervienen en los contratos. En particular, verificará que:

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

Si el Gestor del Mercado encuentra discrepancias como resultado de las verificaciones de que tratan los numerales i, ii y iii anteriores, el Gestor del Mercado deberá informárselo a las partes, durante el día calendario siguiente al día de gas, para que ellas rectifiquen las diferencias a más tardar el segundo día calendario siguiente al día de gas. Cuando no sea posible la rectificación dentro de este término el





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014CS-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 95 de 164

Gestor del Mercado no podrá tenerlo en cuenta para efectos de publicación. En este caso el Gestor del Mercado deberá informar esta situación a las partes involucradas y a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control.

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

b) **Publicación**

A partir de la información operativa recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución 185 de 2020, el Gestor del Mercado publicará la siguiente información en el BEC, con la periodicidad aquí establecida:

- i. Las cantidades totales de energía inyectadas diariamente en cada punto de entrada al SNT y las cantidades totales provenientes de campos aislados, desagregadas en **Fuentes de Suministro de producción nacional o Fuentes de Suministro Externas** expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros **quince (15)** días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por **Punto de Entrega**.
- ii. La cantidad total de energía tomada diariamente **en los Puntos de Salida** del sistema de transporte, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros **quince (15)** días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. **esencial**, regulada, no regulada o tomada por otro transportador; la demanda regulada y no regulada deberá ser desagregada en residencial, **y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución**, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural comprimido vehicular, plantas de generación térmica u otros).
- iii. La cantidad total de energía tomada **en los Puntos de Salida** diariamente del SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros **quince (15)** días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por tipo de demanda (i.e. regulada y no regulada, desagregada en residencial, **y pequeños usuarios comerciales inmensos en la red de distribución**, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural comprimido vehicular generación térmica u otros y por las modalidades contractuales establecidas en el en el artículo 8 de esta Resolución.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 96 de 164

- iv. La cantidad total de energía declarada por los comercializadores de gas importado resultante de adicionar aquella inyectada al SNT más aquella consumida en el territorio nacional sin haber ingresado al SNT, expresada en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros **quince (15)** días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el artículo 8 de esta Resolución.
- v. Cantidad total de energía tomada diariamente en los puntos de salida de cada sistema de transporte, o entregada en los puntos de transferencia entre los transportadores, correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU.
- vi. Las cantidades totales de energía a suministrar diariamente, según las nominaciones de suministro, en cada Punto de Entrega al SNT, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros **quince (15)** días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.
- vii. Las cantidades totales de energía autorizada diariamente, según las nominaciones de transporte, por Punto de Entrada y Puntos de Salida, de cada sistema de transporte, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros **quince (15)** días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses.
- viii. La demás que determine la CREG.

5. Conservación de información

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

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

El sistema contará con las soluciones tecnológicas adecuadas y seguras que son requeridas para la conservación de la información recopilada por el Gestor del mercado en sistemas de almacenamiento externo. Esta solución deberá contar con las capacidades de redundancia y respaldo requeridas para toda la información. Se deberá incluir facilidades, tanto de copiado, como de recuperación y archivo a largo plazo de la información.

Adicionalmente, este sistema de almacenamiento de la información deberá contar con registro de eventos y cambios con el fin de hacer seguimientos para propósitos de auditoría.

6. Divulgación anual de información

El Gestor del Mercado deberá publicar un informe anual en el BEC en el que se presente la siguiente información agregada del mercado primario, del mercado secundario y de los usuarios no regulados:

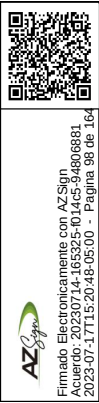
- a) Promedio de las cantidades de energía negociadas **en el mercado mayorista, contratadas, nominadas y entregadas, por Punto de Entrega, fuente de suministro y modalidad de los contratos** durante cada mes del año, expresada en MBTUD.
- b) Promedio de las cantidades de energía **correspondiente a derechos de suministro negociadas en el mercado secundario** diariamente, **por Punto de Entrega y modalidad de los contratos**, expresada en MBTUD.
- c) Cantidad total de energía **contratada, nominada y entregada, por Punto de Entrega y modalidad de los contratos, durante el año**, expresada en MBTU.
- d) Cantidad total de energía negociada **contratada, nominada y entregada, por fuente de suministro y modalidad de los contratos durante cada mes del año**, expresada en MBTU.
- e) Precio promedio, ponderado por cantidades, de la energía negociada **en el Mercado primario, por Punto de Entrega y modalidad de los contratos, durante el año y por cada mes**, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- f) **Precio promedio de intermediación, ponderado por cantidades, de la energía correspondiente a derechos de suministro negociada en el mercado secundario, por Punto estándar de entrega, según corresponda, y modalidad de los contratos, durante el año y por cada mes, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.**
- g) Número de negociaciones durante el año.
- h) Número promedio de negociaciones diarias.
- i) Índices del mercado.
- j) Cualquier otra información relevante **para el Mercado mayorista y que sea necesaria para promover y gestionar la Liquidez del mercado y que requieran los Participantes para su desempeño en el mercado mayorista.**

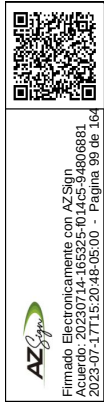


7. Indicadores del mercado primario (MP)

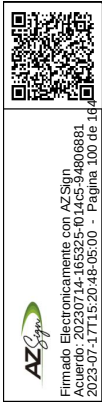
El Gestor del Mercado deberá calcular **como mínimo**, con la periodicidad que en cada caso se expone y a partir de la información recolectada con base en el presente Anexo y en el Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020, los indicadores del mercado primario que se describen a continuación. **Para ello deberá tener en cuenta las declaraciones realizadas por los productores y los productores-comercializadores de gas natural al Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015 y las definiciones y siglas establecidas en el artículo 2.2.2.1.3 de dicho Decreto:**

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
MP1	$\frac{PTDV}{PP}$	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo y de publicación: dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a cada publicación por parte del MME de las declaraciones anuales de producción y de sus modificaciones. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses en donde haya declaración de las variables PP y PTDV.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores agregados por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP2	$\frac{PTDVF}{PTDV}$	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía. Periodicidad de cálculo y de publicación: dentro de los primeros tres (03) días hábiles de cada mes del año, con la información de PTDVF y de PTDV correspondiente al productor-comercializador, del mes más reciente al momento de la publicación del indicador. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables PTDVF y PTDV.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP3	$\frac{CIDVF}{CIDV}$	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG

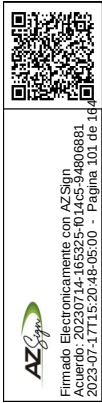




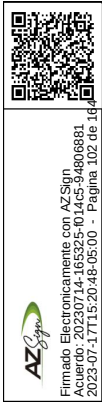
No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya declaración de las variables CIDVF y CIDV.	
MP4	OCTGF (Anexo 5)	Calcular toda la oferta comprometida vigente en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP y cualquier otra modalidad de tipo firme o que garantiza firmeza. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP5	<u>OCTGF (Anexo 5)</u> PP	Calcular toda la oferta comprometida vigente en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP y cualquier otra modalidad de tipo firme o que garantiza firmeza. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por fuente y por productor, considerando la publicación por parte del MME de las declaraciones anuales de producción y de sus modificaciones. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.	Los indicadores nacional y por fuente para el público general y los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP6	<u>OCTGF productor S (Anexo 5)</u> OCTGF	Calcular toda la oferta comprometida vigente total nacional en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP, y cualquier otra modalidad de tipo firme o que garantiza firmeza del productor-comercializador S respecto del total	Los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG



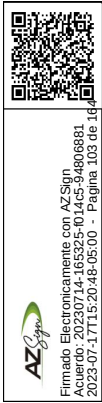
No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		nacional de todos los productores-comercializadores. Este indicador debe calcularse de manera nacional por productor. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.	
MP7	Dda regulada con garantía de firmeza	Este indicador debe calcularse de manera nacional en MBTUD (i.e. todos los comercializadores con demanda regulada) y para cada comercializador que atiende demanda regulada. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP8	Dda regulada con garantía de firmeza S Dda regulada con garantía de firmeza	Calcular toda la oferta comprometida vigente total nacional en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP, y cualquier modalidad en las cantidades con garantía de firmeza del comercializador S respecto del total nacional de todos los comercializadores. Este indicador debe calcularse de manera nacional por comercializador. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde haya oferta comprometida con garantía de firmeza.	Los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG



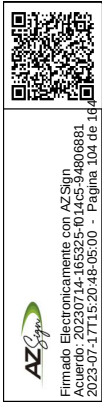
No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
MP9	Dda regulada con garantía de firmeza OCTGF	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. todos los comercializadores con demanda regulada) y para cada comercializador que atiende demanda regulada. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP10	Dda no regulada con garantía de firmeza OCTGF	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado), por fuente (Cusiana y Cupiagua), por productor (i.e. Ecopetrol) y por tipo de demanda (i.e. industrial). Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MP11	Dda reg con garantía de firmeza Dda reg total contratada equivalente	Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador. La demanda total contratada equivalente incluye la demanda regulada con garantía de firmeza y la contratada en contratos con interrupciones en promedio diario mensualizado. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los siguientes 60 meses al mes de publicación.	El indicador nacional para el público general y los indicadores por comercializado para la SSPD, SIC y CREG
MP12	Dda regulada con garantía de firmeza Cap transporte contratada	El valor de la capacidad de transporte contratada en contratos firmes corresponderá al valor máximo de contratos firmes en el correspondiente mes. Este cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de	Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG



No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		transporte necesario para abastecer el mercado relevante. Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	
MP13	$\frac{\text{Toda cap comprometida}}{\text{Cap del tramo}}$	Para cada tramo regulatorio de transporte, calcular capacidad máxima comprometida en el mes (i.e. incluyendo todas las modalidades) en relación con la capacidad de transporte del tramo. El valor de la capacidad comprometida corresponderá al valor máximo de contratación en alguno de los días del correspondiente mes. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor. Este indicador debe calcularse para cada tramo regulatorio. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para el mes anterior al mes de cálculo y para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	Los indicadores para cada tramo de transporte regulatorio para la SSPD, SIC y CREG
MP14	$\frac{\text{Mod contrato dda reg cap T}}{\text{Cap del tramo}}$	Para los contratos con destino a la demanda regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor. Para los mercados relevantes, el cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el mercado relevante.	Los indicadores para cada mercado relevante para la SSPD, SIC y CREG



No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		Este indicador debe calcularse para todos los mercados relevantes. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	
MP15	$\frac{\text{Mod contrato dda no reg cap T}}{\text{Cap del tramo}}$	Para los contratos con destino a la demanda no regulada, calcular cuánto representa cada modalidad de contratos de capacidad de transporte en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de cada modalidad de contratos corresponderá al mayor valor de capacidad de transporte observado en esa modalidad en uno de los días del mes correspondiente. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor El cálculo tendrá en cuenta las capacidades del último tramo de transporte necesario para abastecer el usuario no regulado. Este indicador debe calcularse para todos los usuarios no regulados. Periodicidad de cálculo: mensual. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	Los indicadores para cada usuario no regulado para la SSPD, SIC y CREG
MP16	$\frac{\text{Contratos Agente}}{\text{Oferta comprometida}}$	En este cálculo no se tendrán en cuenta los contratos con interrupciones. En la oferta comprometida también deben incluirse todos los contratos vigentes y negociados antes de la entrada en operación del Gestor del Mercado de gas natural. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde se haya comprometido la oferta.	Los indicadores por agente, fuente y por productor para la SSPD, SIC y CREG
MP17	$\frac{\text{Contratos cap T Agente}}{\text{Cap del tramo}}$	Después del proceso de negociación previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya, por cada tramo regulatorio, calcular qué agentes tienen los contratos de capacidad de transporte, así: contratos que tiene cada agente	Los indicadores por agente y tramo regulatorio para la SSPD, SIC y CREG

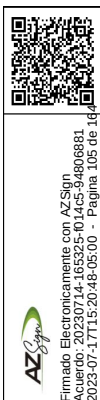


No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		en relación con la capacidad del tramo. En un mes, el valor de los contratos de un agente corresponderá al valor máximo de contratación de ese agente en algunos de los días del correspondiente mes. El valor de la capacidad del tramo corresponderá al valor de la CMMP que haya declarado el transportador al Gestor. Periodicidad de cálculo: anual, después del proceso de negociación. Horizonte de cálculo: para cada uno de los meses de los siguientes 12 meses.	
MP18	Precio de los contratos	Por fuente, por productor, por modalidad contractual, de manera agregada (i.e. total nacional) y desagregada (i.e. por campo) y por tipo de demanda calcular precios promedios. Periodicidad de cálculo: y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: Puntual en el momento de cálculo.	Los indicadores agregados para el público general.

8. Unificación de puntos en el SNT

Los puntos sobre el SNT en los que se pueda generar información relevante para el mercado, se deberán codificar teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Información que debe declara el transportador:
 - i. Para cada punto de entrada y de salida del sistema de transporte, los transportadores deberán declarar al Gestor del Mercado, y cada vez que exista una modificación o actualización, la siguiente información para todos los tramos del SNT que corresponda:
 - Nombre
 - Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa, Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística, DANE, del centro poblado.



- Tramo o grupo de gasoductos sobre el cual está ubicado el punto de salida o de entrada, de acuerdo con aquellos tramos o grupos de gasoducto definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG.
 - Un diagrama donde se relacione la información anterior.
- ii. Para (i) cada punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal; (ii) cada punto sobre el sistema de transporte donde termina un tramo de gasoducto, definido en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG, e inicia el siguiente tramo; (iii) cada punto sobre sistema donde se ubica una estación de compresión; (iv) cada punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores; el transportador declarará al Gestor del Mercado la siguiente información:
- Nombre
 - Ubicación, indicando el código de la División Político-administrativa, Divipola vigente, publicado en la página web del Departamento Nacional de Estadística, DANE del centro poblado. Tramo o grupo de gasoductos asociado, de acuerdo con aquellos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG.
 - En el caso de puntos de transferencia de custodia, se deberá declarar el nombre del transportador a quien le transfiere la custodia del gas en ese punto.
 - Un diagrama donde se relacione la información anterior.

La anterior información deberá ser declarada de manera completa, ordenada y exhaustiva, de acuerdo con los formatos que establezca el Gestor del Mercado. El Gestor establecerá estos formatos previa coordinación con los transportadores.

b) Unificación de puntos sobre el SNT

El Gestor del Mercado deberá unificar la información sobre puntos de entrada, puntos de salida, punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal, punto sobre el sistema de transporte donde termina un tramo de gasoducto, punto sobre el sistema donde se ubica una estación de compresión y punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores del SNT declarada por los transportadores, de tal modo que sean únicos y fácilmente identificables.

Esta codificación seguirá una numeración secuencial, y deberá ser publicada en el BEC.

c) Una vez el Gestor del Mercado publique la codificación en el BEC, la misma deberá ser utilizada en el registro de información de que trata este Anexo.

9. Indicadores del mercado secundario (MS)

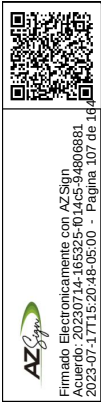
El Gestor del Mercado deberá calcular, con la periodicidad que en cada caso se expone y a partir de la información recolectada con base en el presente Anexo, los indicadores del mercado secundario que se describen a continuación:

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
MS1	Suministro total adquirido en firme en el MP de cada agente comercializador	Calcular la cantidad contratada como comprador de tipo firme o con garantía de firmeza del comercializador en el Mercado Primario Periodicidad de cálculo: mensual Horizonte de cálculo: para cada uno de los sesenta (60) meses siguientes a la fecha de publicación	Para la SSPD, SIC y CREG
MS2	Suministro total adquirido en firme en el MS de cada agente comercializador	Calcular la cantidad contratada como comprador de tipo firme o con garantía de firmeza del comercializador en el Mercado Secundario Periodicidad de cálculo: mensual Horizonte de cálculo: para cada uno de los sesenta (60) meses siguientes a la fecha de publicación	Para la SSPD, SIC y CREG
MS3	Suministro total adquirido en UoVCP de cada agente comercializador	Calcular toda la cantidad promedio ponderado diario mensual Periodicidad de cálculo: trimestral Horizonte de cálculo: doce meses anteriores a la fecha de publicación	Para la SSPD, SIC y CREG
MS4	Ventas totales en firme en el MS de cada agente comercializador	Calcular la cantidad contratada como vendedor de tipo firme o con garantía de firmeza del comercializador en el Mercado Secundario Periodicidad de cálculo: mensual Horizonte de cálculo: para cada uno de los sesenta (60)	Para la SSPD, SIC y CREG



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 106 de 14

No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		meses siguientes a la fecha de publicación	
MS5	Ventas totales del agente comercializador en el UoVCP	Calcular toda la cantidad promedio ponderado diario mensual Periodicidad de cálculo: trimestral Horizonte de cálculo: doce meses anteriores a la fecha de publicación Calcular toda la cantidad comprometida en contratos de tipo firme	Para la SSPD, SIC y CREG
MS8	OCTGF (Anexo 5)	Calcular toda la oferta comprometida vigente en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP, y cualquier modalidad en las cantidades con garantía de firmeza. Este indicador debe calcularse de manera nacional (i.e. agregado) y por comercializador. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para los siguientes sesenta (60) meses siguientes a la fecha de publicación.	Los indicadores nacional para el público general y los indicadores por comercializador para la SSPD, SIC y CREG
MS10	<u>OCTGF comercializador (Anexo 5)</u> OCTGF	Calcular toda la oferta comprometida vigente total nacional en contratos firmes, CF95, CF80, OCG, CFC, TOP, y cualquier modalidad del Mercado Mayorista en las cantidades con garantía de firmeza del comercializador respecto del total nacional de todos los comercializadores. Periodicidad de cálculo y de publicación: mensual dentro de los primeros tres (03) días hábiles del mes, con la información más reciente al momento de la publicación. Horizonte de cálculo: para todos los meses en donde	Los indicadores por productor para la SSPD, SIC y CREG

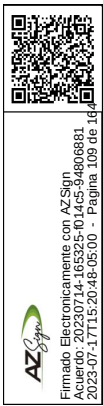


No.	Indicador	Alcance del indicador	Visible para
		haya oferta comprometida con garantía de firmeza.	





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 108 de 14



Anexo 2
Compensaciones en suministro

1. En el caso de los contratos firmes, **firmes al 80%**, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra de gas y **opción de compra de gas contra exportaciones**, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación, cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a los Usuarios Regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

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

Donde:

C : Valor de la compensación, expresado en pesos.

m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

$P_{m,s}$: Precio vigente del gas natural para el mes m , **o la semana s en el caso de contratos de duración semanal**, según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

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

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

$G_{m,s}$: Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m , **o la semana s en el caso de contratos de duración semanal**, expresada en MBTU.

CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.

$CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

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

$Df_{j,m,G}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad G , según lo establecido en las resoluciones CREG 202 de 2013, 138 de 2014, 132 y 90 de 2018, y 011 de 2020 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

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

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido a las resoluciones CREG 202 de 2013, 138 de 2014, 132 y 90 de 2018, y 011 de 2020 o aquella que la modifique o sustituya.

2. En el caso de los contratos firmes, **firmes al 80%**, firmes al 95%, de firmeza condicionada, de opción de compra de gas y de opción de compra de gas contra exportaciones, en cuanto a las cantidades en las que el vendedor garantiza firmeza según las definiciones de los contratos en la regulación cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios **Regulados**, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

$$C = C_1 + C_2$$

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

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

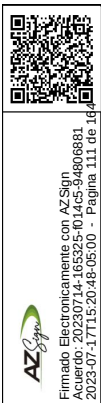
$$C_2 = 1,5 \times \left[(P_{m,s} \times TRM_m \times G_{2,m,s}) + (CFI_m \times TRM_m + CFAOM_m) \times \left(\frac{G_{2,m,s}}{PC \times 365} \right) \right] + [Df_{j,m,s,G2} \times F]$$

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 que son **Regulados**, expresado en pesos.
- C_2 : Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.
- $G_{m,s}$: Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m o la semana s en el caso de contratos de duración semanal, expresada en MBTU.
- $G_{1,m,s}$: Cantidad de energía dejada de entregar a usuarios que son **Regulados** durante el mes m o la semana s en el caso de contratos de duración semanal, expresada en MBTU.
- $G_{2,m,s}$: Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m o la semana s en el caso de contratos de duración semanal, menos la cantidad de energía dejada de entregar a usuarios que son **Regulados** durante el mes m o la semana s en el caso de contratos de duración semanal, expresada en MBTU.
- m : Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
- VCD : Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.
- CFI_m : Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , tal que λ_f sea igual a 1, según lo previsto la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.
- TRM_m : Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
- $CFAOM_m$: Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.



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

$P_{m,s}$: Precio vigente del gas natural para el mes m **o la semana s en el caso de contratos de duración semanal**, según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

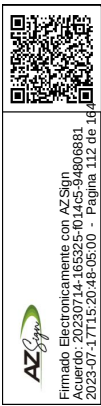
En el caso de un contrato de opción de compra de gas **y Opción de Compra de gas contra Exportaciones**, será la suma entre el precio vigente del gas natural para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas,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

$Df_{j,m,G1}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{1,m}$, según lo establecido en **las resoluciones CREG 202 de 2013, 138 de 2014, 132 y 90 de 2018, y 011 de 2020**, o aquella que las modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

$Df_{j,m,G2}$: Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{2,m}$, según lo establecido en **las resoluciones CREG 202 de 2013, 138 de 2014, 132 y 90 de 2018, y 011 de 2020**, o aquella que las modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.

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

j : Rango de consumo de conformidad a lo establecido en **las resoluciones CREG 202 de 2013, 138 de 2014, 132 y 90 de 2018, y 011 de 2020**, o aquella que las modifique o sustituya.



Anexo 3
Actualización de precios

Los precios pactados en los contratos de suministro bajo las modalidades **firme CF80**, firme CF95, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas **y opción de compra de gas contra exportaciones**, se **podrán** actualizar al inicio de cada año **de ejecución del contrato** a_i , con base en la siguiente ecuación:

$$P_{T,f,d,a_i} = P_{T,f,d,a_{i-1}} \times \left[\left(\beta \cdot \frac{P_{ai-1}^W}{P_{ai-2}^W} + (1 - \beta) \cdot \frac{I_{ai-1}^S}{I_{ai-2}^S} \right) \right]$$

Donde:

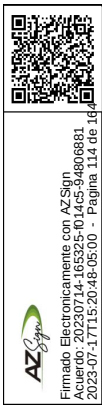
- P_{T,f,d,a_i} : Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T , de la fuente f , con duración d , aplicable durante el año **de ejecución del contrato** a_i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $P_{T,f,d,a_{i-1}}$: Precio del gas natural contratado bajo la modalidad T , de la fuente f , con duración d , aplicable durante el año **de ejecución del contrato** a_{i-1} . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- P_{ai-1}^W : Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador *West Texas Intermediate* (WTI), *spot prices*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Energy Information Administration*), para el año a_{i-1} . Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.
- P_{ai-2}^W : Promedio aritmético de precios diarios de cierre del marcador *West Texas Intermediate* (WTI), *spot prices*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Energy Information Administration*), para el año a_{i-2} . Los días a considerarse serán aquellos en los que haya negociación de WTI y la correspondiente publicación. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por barril.
- I_{ai-1}^S : Corresponde al índice de precios al Productor de los Estados Unidos de América, **Item: Private capital equipment**, serie WPSFD**41312** publicada por el *Bureau of Labor Statistics*, para el **último** mes del **cuarto trimestre estándar** del año a_{i-1} .
- I_{ai-2}^S : Corresponde al índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, **Item: Private capital equipment**, serie WPSFD**41312** publicada por el *Bureau of Labor Statistics*, para el **último mes del cuarto trimestre estándar** del año a_{i-2} .

- β : Valor que pondera el factor de actualización de precios exógenos al mercado de gas natural.
- T : Modalidad bajo la cual se contrató el gas natural. Podrá ser un contrato firme, *CF*, **un contrato CF80, un contrato CF95**, un contrato de suministro con firmeza condicionada, *CFC*, o un contrato de opción de compra de gas, *OCG*.
- f : **Punto de entrega** del gas natural contratado.
- d : Duración del contrato de suministro.
- a_i : Año **de ejecución** del contrato durante el cual se aplicará el precio del gas natural. La variable i tomará los valores de uno (1) a d , siendo a_1 el primer año de **ejecución** del contrato objeto de actualización de precios.

Para cada Trimestre Estándar del año de gas, el Gestor del Mercado deberá publicar el valor de los cocientes $\frac{P_{ai-1}^W}{P_{ai-2}^W}$ y $\frac{I_{ai-1}^S}{I_{ai-2}^S}$, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la terminación de cada trimestre estándar, teniendo en cuenta que el Trimestre Estándar TE_i , corresponde a cada uno de los siguientes trimestres:

- trimestre estándar de 1 de diciembre a 28 de febrero (29 de febrero en año bisiesto) del siguiente año calendario.
- trimestre estándar de 1 de marzo a 31 de mayo.
- trimestre estándar de 1 de junio a 31 de agosto.
- trimestre estándar de 1 de septiembre a 30 de noviembre.

Dado el caso de que el índice de precios I_{ai-1}^S publicado por el *Bureau of Labor Statistics* para la fecha de cálculo del Gestor del Mercado, corresponda a un valor preliminar y posteriormente publique un valor definitivo, la facturación que se realice para los meses transcurridos desde el inicio de aplicación del precio actualizado anualmente hasta que se publique el valor definitivo del índice de precios, en cada año a_i de ejecución del contrato, se efectuará con el precio obtenido a partir del cociente publicado por el Gestor del mercado en el que utilizó el índice preliminar I_{ai-1}^S . El Gestor del Mercado dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la publicación del índice de precios definitivo I_{ai-1}^S , publicará el valor definitivo del cociente $\frac{I_{ai-1}^S}{I_{ai-2}^S}$, a partir de ese momento se calculará el precio con dicho cociente y se ajustará únicamente la facturación que se haya realizado para los meses en que se aplicó el precio actualizado con el cociente preliminar. De ahí en adelante se aplicará el precio actualizado con el cociente definitivo publicado por el Gestor del Mercado.



Anexo 4
**Reglamento de las subastas del proceso úselo o véndalo de corto plazo
para gas natural**

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación de suministro de gas natural mediante subastas, según lo dispuesto en artículo 36 de esta Resolución.

2. Definiciones

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

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

Compradores de gas natural: compradores a los que se hace referencia en el artículo 30 y en el artículo 30 de esta Resolución.

Declarantes de información sobre suministro de gas natural: son los **Vendedores del Mercado Primario**, los cuales deberán declarar al administrador de las subastas los titulares de los derechos de suministro de gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, **firmes CF80**, firmes CF95 y de suministro con firmeza condicionada, **OCG y OCGX** que no haya sido nominado para el siguiente día de gas y que sea de obligatorio pago.

Precios de adjudicación: son los precios que pagarán los compradores por el gas natural a través de las subastas. Corresponden a los precios de cierre de las subastas.

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

Producto: cantidad de energía negociada bajo la modalidad contractual firme para el día de gas. La cantidad de energía se entregará en un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Sistema de subastas: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollarán las subastas que se reglamentan en este Anexo.

Subasta: proceso de negociación con reglas definidas para la formación del precio y la asignación del producto, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en la materia, que da aplicación al procedimiento de las subastas. Puede ser el administrador de las subastas u otra persona que éste contrate.



Vendedores de gas natural: son los titulares de derechos de suministro de gas natural, bajo las modalidades de contratos firmes, **firmes CF80**, firmes CF95, y de suministro con firmeza condicionada, **OCG y OCGX** con energía disponible para la subasta.

3. Principios generales de las subastas

Las subastas se regirán por los siguientes principios:

- a) Eficiencia: el desarrollo de las subastas conducirá a optimizar el uso del gas natural 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.

4. Organización de las subastas

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de las subastas

- a) Establecer, operar y mantener el sistema de subastas, el cual deberá estar disponible a más tardar diez (10) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas.
- b) Realizar a más tardar cinco (5) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subastas y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de la subasta antes de la realización de las primeras subastas.
- c) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las primeras subastas. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subastas, así como los canales formales para la comunicación con el administrador y con el subastador.





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 117 de 14

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 el artículo 29 y en el artículo 30 de esta Resolución, con una frecuencia anual. En caso de que alguno de los vendedores y compradores a los que se hace referencia en el artículo 29 y en el artículo 30 de esta Resolución requiera capacitación adicional, el administrador de las subastas podrá impartírsela, caso en el cual podrá cobrar la cifra que las partes acuerden.
- e) Contratar al auditor de las subastas, proceso que debe estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de las mismas.
- f) Si el administrador de las subastas no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos veinte (20) días calendario antes de la realización de las mismas.
- g) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores y a los compradores los resultados de las subastas en las que participaron.
- h) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de las subastas, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 4 del artículo 5 de esta Resolución, el Gestor del mercado será el administrador de las subastas.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de las subastas

- a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para las subastas.
- b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de las subastas y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de las subastas.
- c) Verificar que durante las subastas se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.

- d) Informar al administrador de las subastas las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de las subastas tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que i) los declarantes de información sobre suministro de gas natural; ii) los vendedores de gas natural; o iii) los compradores de gas no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- f) Auditar, de manera aleatoria, una muestra significativa de las subastas realizadas en cada año y remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a la finalización de cada bimestre, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, si el administrador de las subastas dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a las subastas.

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

- a) Recibir las declaraciones de los declarantes de información sobre suministro de gas natural según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- b) Recibir las declaraciones de precios de reserva por parte de los vendedores de gas natural según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- c) Recibir las declaraciones de cantidades y precios por parte de los compradores de gas natural según las condiciones que se establecen en este Anexo.
- d) Elaborar la curva de demanda agregada con base en las cantidades y precios declarados por los compradores de gas, según lo establecido en el literal a) del numeral 5.7 de este Anexo.
- e) Elaborar la curva de oferta agregada con base en i) la información de cantidades declaradas por los declarantes de información sobre suministro; y ii) la información de precios de reserva declarados por los vendedores de gas natural según lo establecido en el literal b) del numeral 5.7 de este Anexo.
- f) Obtener los precios de adjudicación del gas natural a través de la superposición de las curvas de oferta y de demanda agregadas.

4.4. Obligaciones de los declarantes, los vendedores y los compradores en relación con el uso del sistema de subastas



- a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado, de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de las subastas.
- b) Utilizar y operar el sistema de subastas única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto.
- c) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
- d) Informar de manera inmediata al administrador de las subastas cualquier error o falla del sistema de subastas.

4.5. Sistema de subastas

La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos

- a) Estar basada en protocolos de Internet.
- b) Permitir el acceso a cada uno de los declarantes, de los vendedores y de los compradores desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.
- c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subastas en el sitio que para tal fin establezca el administrador de la subasta.
- d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
- e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
- f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.
- g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subastas.
- h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
- i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de las subastas considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de las subastas no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-9486881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 119 de 14

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 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 no nominadas, precios de reserva y solicitudes de compra, cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas declaraciones serán ingresadas al sistema de subastas conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de las subastas.

El administrador de las subastas deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las primeras subastas, o a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de las subastas siguientes a una modificación de dichos mecanismos.

5. Procedimiento de las subastas de gas natural

5.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

5.2. Producto

Energía disponible, E_e , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) e : se deberá especificar el punto en el que se entregará el gas natural. Deberá ser un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.



c) Duración: un (1) día.

5.3. Tamaño del producto

La cantidad de energía del producto E_e que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD.

5.4. Cantidad disponible y precios de reserva

A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre suministro de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 1.

Tabla 1. Declaración de cantidades no nominadas

Punto de entrega	Titular	Cantidad no nominada
e	s	$Q_{E_e,s}$

Donde:

s : Titular de los derechos de suministro del gas no nominado para entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{E_e,t}$. Este valor se expresará en MBTUD.

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades no nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en el artículo 10 y en el artículo 11 de esta Resolución.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los vendedores de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 2.

Tabla 2. Declaración de precios de reserva

Punto de entrega	Titular	Precio de reserva
e	s	$PR_{E_e,s}$

Donde:

s : Titular de los derechos de suministro del gas no nominado con entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro



de gas. El titular *s* actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 5.7 y 5.8 de este Anexo.

$PR_{E_e,s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el titular *s*. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

El precio $PR_{E_e,s}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la energía contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué cantidad de energía no está disponible para las subastas. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte de la energía disponible.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico *t*, el administrador de las subastas entenderá que la cantidad de energía no disponible, $\hat{Q}_{E_e,t}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la energía no nominada por el generador térmico *t* está disponible para la subasta.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe la declaración del precio de reserva, $PR_{E_e,s}$ del titular *s*, el administrador de las subastas entenderá que el titular *s* hizo su oferta al precio de reserva $PR_{E_e,s}$ igual a cero (0).

5.5. Publicación de la cantidad disponible

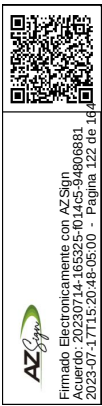
A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1 el administrador de las subastas publicará la cantidad total de energía disponible en cada e , Q_{E_e} , como se señala en la Tabla 3.

Tabla 3. Cantidad total de energía disponible	
Punto de entrega	Cantidad total, Q_{E_e}
e	$Q_{E_e} = \sum_s Q_{E_e,s} - \sum_t \hat{Q}_{E_e,t}$

Donde:

Q_{E_e} : Cantidad total de energía disponible para el siguiente día de gas con entrega en *e*. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en *e* y cuyo titular es *s*. Incluye la energía no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de suministro de gas. Este valor se expresará en MBTUD.



$\hat{Q}_{E_e,t}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es el generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

5.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de gas natural que están quieran adquirir cantidades de energía del producto E_e enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda del comprador j

Preferencia	Cantidad demandada	Precio
i	$D_{E_e,j}(pi_{E_e,j})$	$pi_{E_e,j}$

Donde:

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

$D_{E_e,j}(pi_{E_e,j})$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio $pi_{E_e,j}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en MBTUD.

$pi_{E_e,j}$: Precio que el comprador j está dispuesto a pagar por la cantidad $D_{E_e,j}(pi_{E_e,j})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

La cantidad $D_{E_e,j}(pi_{E_e,j})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) MBTUD, y deberá ser igual o inferior a la cantidad total de energía disponible, Q_{E_e} . Por su parte, el precio $pi_{E_e,j}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las solicitudes de compra que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

5.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto E_e , como se dispone a continuación:

- a) Con base en las cantidades $D_{E_e,j}(pi_{E_e,j})$ y en los precios $pi_{E_e,j}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto E_e , DA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 5.



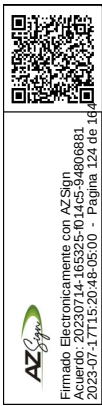


Tabla 5. Demanda agregada del producto E_e , DA_{E_e}

Demanda agregada, DA_{E_e}	Precio, pd_{E_e}
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-1})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-2})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-2}$
(...)	(...)
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{i}n+1})$	$pd_{E_e,m\acute{i}n+1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{i}n})$	$pd_{E_e,m\acute{i}n}$

Donde:

- $D_{E_e,j}(pd_{E_e}):$

Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio pd_{E_e} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.
- $pd_{E_e}:$

Cada uno de los precios que los compradores j están dispuestos a pagar por el producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{E_e,m\acute{a}x}$ hasta $pd_{E_e,m\acute{i}n}$.
- $pd_{E_e,m\acute{a}x}:$

Es el mayor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $pd_{E_e,m\acute{i}n}:$

Es el menor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $pd_{E_e,m\acute{a}x-1}, \dots, pd_{E_e,m\acute{i}n+1}:$

Son los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la Tabla 4, organizados de mayor a menor entre $pd_{E_e,m\acute{a}x}$ y $pd_{E_e,m\acute{i}n}$. Estos

- valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- b) Con base en las cantidades $Q_{E_e,s}$ y $\hat{Q}_{E_e,t}$ y en los precios $PR_{E_e,s}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la
- c) Tabla 7. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.
- i. Establecer la curva de oferta del producto E_e para cada vendedor s , como se dispone en la Tabla 6.

Tabla 6. Oferta de cada vendedor s

Cantidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{E_e} < PR_{E_e,s}$
$O_{E_e,s}(PR_{E_e,s})$	$po_{E_e} \geq PR_{E_e,s}$

Donde:

$O_{E_e,s}(PR_{E_e,s})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $PR_{E_e,s}$. En el caso de los generadores térmicos t esta cantidad se determinará como la diferencia entre $Q_{E_e,t}$ y $\hat{Q}_{E_e,t}$. En el caso de los demás titulares de derechos de suministro de gas esta cantidad será igual a $Q_{E_e,s}$. Este valor se expresará en MBTUD.

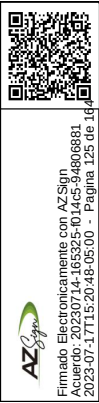
po_{E_e} : Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

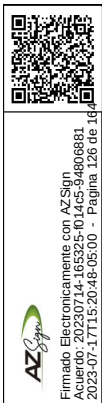
$PR_{E_e,s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el vendedor s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la
- iii. Tabla 7.

Tabla 7. Oferta agregada del producto E_e , OA_{E_e}

Oferta agregada, OA_{E_e}	Precio, po_{E_e}
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{mín}})$	$PR_{E_e,\text{mín}}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{mín}+1})$	$PR_{E_e,\text{mín}+1}$





$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{mín}+2})$	$PR_{E_e,\text{mín}+2}$
(...)	(...)
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{máx}-1})$	$PR_{E_e,\text{máx}-1}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{máx}})$	$PR_{E_e,\text{máx}}$

Donde:

$O_{E_e,s}(po_{E_e})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio po_{E_e} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la Tabla 6. Este valor se expresará en MBTUD.

po_{E_e} : Precio al que un vendedor s está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma ascendente desde $PR_{E_e,\text{mín}}$ hasta $PR_{E_e,\text{máx}}$.

$PR_{E_e,\text{mín}}$: Es el menor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e,\text{máx}}$: Es el mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la Tabla 2. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e,\text{mín}+1}, \dots, PR_{E_e,\text{máx}-1}$: Son los precios de reserva declarados por todos los vendedores s según la Tabla 2, organizados de menor a mayor entre $PR_{E_e,\text{mín}}$ y $PR_{E_e,\text{máx}}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

- d) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{E_e} , y la curva de oferta agregada, OA_{E_e} , para establecer el resultado de la subasta de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 127 de 14

- i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común $(Q_{E_e}^*, p^*)$, éste determinará la cantidad total de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la cantidad de energía que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4.

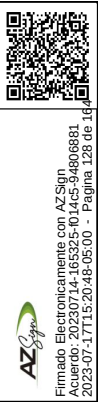
A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la cantidad de energía que resulte de aplicar la Ecuación 1:

Ecuación 1

$$\hat{D}_{E_e,k} = D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*) - \left[\left(\sum_j D_{E_e,j}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*)}{\sum_k D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*)} \right]$$

Donde:

- k : Comprador j que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 4, una disposición a pagar igual a p^* .
- $\hat{D}_{E_e,k}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al comprador k . Este valor se expresará en MBTUD.
- $D_{E_e,k}(p_{E_e,k} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador k declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en MBTUD.
- $D_{E_e,j}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 4. Este valor se expresará en MBTUD.
- $Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.



A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la cantidad de energía ofrecida en la subasta, $O_{E_{e,s}}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la cantidad de energía resultante de aplicar la Ecuación 2:

Ecuación 2

$$\hat{O}_{E_{e,z}} = O_{E_{e,z}}(PR_{E_{e,z}} = p^*) - \left[\left(\sum_s O_{E_{e,s}}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{O_{E_{e,z}}(PR_{E_{e,z}} = p^*)}{\sum_z O_{E_{e,z}}(PR_{E_{e,z}} = p^*)} \right]$$

Donde:

z : Vendedor s que declaró un precio de reserva, $PR_{E_{e,z}}$, igual a p^* .

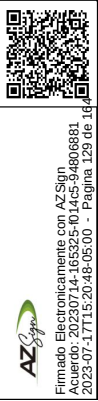
$\hat{O}_{E_{e,z}}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al vendedor z . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_{e,z}}(PR_{E_{e,z}} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor z declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_{e,s}}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la Tabla 6. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

- ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{E_e}^*$ y p^* :
- (1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, este precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima cantidad ofrecida a dicho precio como la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$.
 - (2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de cantidad, esta cantidad corresponderá a la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el subastador tomará el menor de



los precios declarados por los compradores j , $pd_{E_e, min}$, según lo establecido en la Tabla 5, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la cantidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{E_e}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la cantidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

- iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la cantidad total adjudicada será cero (0).
- e) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las cantidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de las subastas definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:
 - i. Hará una lista de los vendedores s del producto E_e dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.
 - ii. Hará una lista de los compradores j del producto E_e dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.
 - iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores cantidades residuales del producto E_e . Si a un comprador se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos E_e .

5.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

Anexo 5
Oferta comprometida total con garantía de firmeza - OCTGF

Para calcular la oferta comprometida firme **para cada uno de los sesenta (60) meses siguientes**, se utilizará la siguiente ecuación **a aplicar tanto en el caso de las fuentes de suministro de los vendedores del mercado primario como en el caso de los derechos de suministro de los vendedores del mercado secundario**:

$$OCF_{f(pe),v,m} = \sum_1^c O_{CF_{f(pe),v,c,m}} + \sum_1^c O_{CF95_{f(pe),v,c,m}} + \sum_1^c O_{CF80_{f(pe),v,c,m}} + \max \left| \sum_1^c O_{CFC_{f(pe),v,c,m}}; \sum_1^c O_{OCG_{f(pe),v,c,m}} \right| + \sum_1^c O_{OCGX_{f(pe),v,c,m}} + \sum_1^c O_{MC_{f(pe),v,c,m}}$$

Donde:

$OCF_{f(pe),v,m}$: Oferta comprometida firme de la fuente *f* (**o punto estándar de entrega *pe***), del vendedor *v* del Mercado Mayorista, para el mes *m*. **En el caso del vendedor del Mercado Secundario, la fuente *f* corresponderá al punto estándar de entrega *f***. Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{CF_{f(pe),v,c,m}}$: Oferta comprometida **bajo las modalidades** de contrato firme *CF*, **Take or Pay** o en cualquier otra modalidad en las cantidades que impliquen garantía de firmeza, de la fuente *f* (**o punto estándar de entrega *pe***), del vendedor *v* del Mercado Mayorista, del contrato *c*, para el mes *m*. Este valor se expresará en MBTUD.

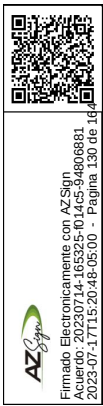
$O_{CF95_{f(pe),v,c,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos firmes **con pago de como mínimo** el 95% *CF95* de la fuente *f* (**o punto estándar de entrega *pe***), del vendedor *v* del Mercado Mayorista, del contrato *c*, para el mes *m*. Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{CF80_{f(pe),v,c,m}}$: **Oferta comprometida firme de contratos firmes con pago de como mínimo el 80% *CF80*** de la fuente *f* (**o punto estándar de entrega *pe***), del vendedor *v* del Mercado Mayorista, del contrato *c*, para el mes *m*. Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{CFC_{f(pe),v,c,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de suministro con firmeza condicionada *CFC* de la fuente *f* (**o punto estándar de entrega *pe***), del vendedor *v* del Mercado Mayorista, del contrato *c*, para el mes *m*. Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{OCG_{f(pe),v,c,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas *OCG* de la fuente *f* (**o punto estándar de entrega *pe***), del vendedor *v* del Mercado Mayorista, del contrato *c*, para el mes *m*. Este valor se expresará en MBTUD.

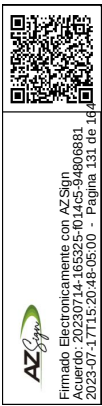
$O_{OCGX_{f(pe),v,c,m}}$: Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas contra exportaciones *OCGX* de la fuente *f* (**o punto estándar**



de entrega *pe*), del **vendedor *v*** del **Mercado Mayorista**, del **contrato *c***, para el mes *m* . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{MC_{f(pe),v,c,m}}$: **Cantidad comprometida en cualquier modalidad de tipo firme usada en el mercado minorista, del vendedor *v* del Mercado Mayorista, del contrato *c*, para el mes *m*. Este valor se expresará en MBTUD.**

m: Todos y cada uno de los **siguientes sesenta (60)** meses.



Anexo 6

Tipos de garantías

Los tipos de garantías que serán aceptadas en las negociaciones de los contratos bajo las modalidades establecidas por la CREG de acuerdo con el artículo 8 de la presente resolución, para efectos de lo establecido en el literal j) del artículo 23 de la misma, son los siguientes:

- 1. Garantía bancaria de una entidad financiera en Colombia: instrumento mediante el cual una institución financiera, debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable el pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se registrará por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.**
- 2. Carta de crédito stand by de una entidad financiera en Colombia: crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera, debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en la presente resolución, contra la previa presentación de la carta de crédito stand by. La forma y perfeccionamiento de ésta se registrarán por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.**
- 3. Carta de crédito stand by de una entidad financiera del exterior: crédito documental e irrevocable mediante el cual una institución financiera del exterior se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal al pago de las obligaciones establecidas en la presente resolución, contra la previa presentación de la carta de crédito stand by.**
- 4. Prepago. Recursos en moneda colombiana que cubren el 100% del valor de la garantía.**

Los vendedores y compradores podrán combinar los tipos de garantías contempladas.

En los casos en donde un vendedor y / o un comprador utilice diferentes tipos de garantías, le corresponde al gestor del mercado, a través de la fiducia mercantil que para tales efectos constituya, adoptar los mecanismos para que efectivamente puedan ser aceptadas las mismas.

Todas las garantías, en caso de ejecución, deberán liquidarse en pesos colombianos en las cuentas bancarias que para tales efectos disponga la fiducia mercantil, que el gestor del mercado constituya.



Anexo 7
Reglamento de la subasta de gas natural para un trimestre estándar deficitario

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación del suministro de gas natural mediante subasta, **según lo dispuesto en el literal p. del numeral 2 del artículo 22 de la presente resolución.**

2. Definiciones

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

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

Compradores habilitados: compradores a los que se hace referencia en el Artículo 17 de esta Resolución que cumplen cabalmente con lo señalado en el numeral 5.5 de este Anexo.

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

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

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en la subasta. **Corresponde al precio declarado por cada vendedor para cada fuente de suministro, en virtud de lo establecido en el literal c. del numeral 2. del artículo 22 de la presente resolución.**

Prima de la opción: corresponde al precio que se paga por el derecho a tomar hasta una cantidad determinada de energía, dentro del marco de un contrato de opción de compra de gas.

Producto: cantidad de energía **en gas natural** bajo la modalidad de contrato **CF95**, de suministro con firmeza condicionada **CFC** o de opción de compra de gas **OCG**, que se **debe garantizar** diariamente en un punto de entrada al SNT de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, y cuya duración es de **un trimestre estándar.**

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



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

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

Subastador: persona natural o jurídica, con más de cinco (5) años de experiencia reconocida en la materia, en al menos tres (3) países, que da aplicación al procedimiento de la subasta. Puede ser el administrador de la subasta u otra persona que éste contrate.

Vendedores habilitados: vendedores a los que se hace referencia en el **artículo 16** de esta Resolución que cumplen cabalmente con lo señalado en el numeral 5.4 de este Anexo.

3. Principios generales de la subasta

La subasta se regirá por los siguientes principios:

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

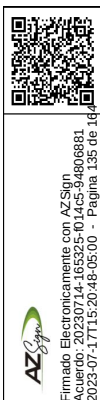
4. Organización de la subasta

4.1. Responsabilidades y deberes del administrador de la subasta

- a) **Establecer las actividades a desarrollar como parte de la subasta y el cronograma de ejecución.**
- b) Establecer, operar y mantener el sistema de subasta, el cual deberá estar disponible a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta.
- c) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta **del primer trimestre estándar de negociación de cada año de gas**, a través de una



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014cs-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 134 de 14



empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subasta y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de la subasta antes de la fecha programada para la realización de la subasta.

- d) Elaborar las **propuestas de** 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 sesenta (60) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la **primera subasta para trimestre estándar deficitario, o cada vez que se considere necesario realizar ajustes a los mismos**. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subasta, así como los canales formales para su comunicación con el administrador y con el subastador.

El comité de expertos de la CREG dará su concepto de no objeción mediante comunicación de su dirección ejecutiva, de tal manera que a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la realización de la subasta sean públicos **dichos reglamentos**.

- e) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subasta a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en los artículos **16 y 17** de esta Resolución.
- f) Emitir los certificados de capacitación a las personas que la reciban y que demuestren un adecuado manejo y operación del sistema de subasta.
- g) Contratar el auditor de la subasta, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la **primera subasta para trimestre estándar deficitario**.
- h) Si el administrador de la subasta no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la **primera subasta para trimestre estándar deficitario**.
- i) Definir e informar, por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la **primera subasta de cada año de gas para trimestre estándar deficitario**, el instrumento fiduciario mediante el cual se administrarán los mecanismos de cubrimiento de participación, según lo indicado en el numeral 5.13.1 de este Anexo.

- j) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la **primera subasta para trimestre estándar deficitario en que participe un comprador**, a través de una empresa especializada, una auditoría de los sistemas computacionales y de comunicación 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 la subasta y al auditor de la subasta antes de la fecha programada para la realización de la subasta. Los compradores sólo podrán acceder al sistema de subasta desde equipos localizados en el territorio nacional.
- k) Elaborar un documento en el que se señale el nombre de los vendedores y de los compradores habilitados para participar en la subasta, según lo establecido en los numerales 5.4 y 5.5 de este Anexo. Este documento será confidencial y sólo lo conocerán el subastador y las autoridades competentes **que lo requieran**.
- l) Entregar al representante legal de cada uno de los compradores habilitados para participar en la subasta, según lo establecido en el numeral 5.5 de este Anexo, una clave de acceso al sistema de subasta. El comprador habilitado será el único responsable por el uso que sus operadores, funcionarios o cualquier persona hagan de la clave de acceso y deberá velar porque la misma se mantenga y use bajo estricta reserva y seguridad. El administrador de la subasta podrá establecer el uso de firma digital que sustituya las claves de que trata el presente literal.
- m) Suspender la subasta cuando sea requerido por el auditor de la subasta o el subastador de conformidad con las disposiciones contenidas en el presente Anexo.
- n) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores habilitados y a los compradores habilitados el resultado de la subasta.
- o) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de las operaciones realizadas durante el desarrollo de la subasta, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 4.3 del artículo **5** de esta Resolución, el gestor del mercado será el administrador de la subasta.

4.2. Responsabilidades y deberes del auditor de la subasta

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





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 137 de 140

formales de comunicación establecidos por el administrador de la subasta.

- c) Verificar que durante la subasta se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.
- d) Informar al administrador de la subasta 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 la subasta tome los correctivos del caso de manera inmediata.
- e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que los vendedores habilitados y los compradores habilitados no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- f) Solicitar al administrador la suspensión de la subasta cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.
- g) Remitir a la CREG, dentro de los **tres (3) días hábiles** siguientes a la finalización de la subasta, un informe en el cual se establezca sin ambigüedades, si se dio o no cumplimiento a la regulación aplicable a dicho proceso. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará este informe mediante circular **dentro de los tres (3) siguientes días hábiles**.

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

4.3. Responsabilidades y deberes del subastador

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

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

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

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

4.5. Sistema de subasta

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

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

4.6. Mecanismos de contingencia

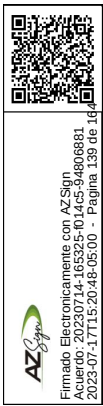
Cuando el sistema de subasta se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

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

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

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

Una vez restablecida la operación del sistema de subasta, si a criterio del subastador no existe tiempo suficiente para realizar nuevamente la ronda, el administrador procederá a informarlo y la operación del sistema se suspenderá hasta el día hábil siguiente. La nueva ronda tendrá las mismas condiciones de precio de cierre y duración de la





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 140 de 149

ronda en la cual se suspendió el servicio del sistema de subasta. Antes de iniciar de nuevo la ronda el sistema deberá eliminar la totalidad de las ofertas realizadas durante la ronda en la cual se presentó la suspensión.

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

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

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

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

5. Procedimiento de la subasta

5.1. Tipo de subasta

Subasta simultánea de “reloj ascendente”.

5.2. Productos

Los productos, $T_{f,d}$, que se negociarán mediante la subasta tendrán los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual, T : de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8 de esta Resolución, en la subasta sólo se negociarán las siguientes modalidades contractuales:
 - i. **Contrato de suministro firme al 95%, CF95.**
 - ii. Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC .
 - iii. Contrato de opción de compra de gas, OCG .
- b) Fuente, f : se deberá especificar el punto de entrega del gas natural **que deberá ser un** punto de entrada al SNT que corresponda al sitio de inicio de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- c) Duración, d : será de un trimestre estándar.

5.3. Tamaño de los productos

La cantidad de energía ofrecida por cada vendedor, bajo cada modalidad contractual, T , corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD y deberá ser igual o superior a 100 MBTUD.

5.4. Participación de los vendedores.

El administrador de la subasta, **en el décimo noveno día hábil del Trimestre Estándar de Negociación**, publicará los textos correspondientes **de las minutas de los contratos declaradas por los vendedores dentro de lo establecido en el numeral vi. del literal a. del artículo 21 de la presente resolución**, identificando el nombre del vendedor correspondiente.

El Gestor del Mercado deberá en el vigésimo sexto día hábil del trimestre estándar de negociación, informar a cada uno de los vendedores de cada punto de referencia para el trimestres estándar deficitario, la oferta de PTDVF u oferta de CIDVF que se utilizará como oferta en la subasta, según sea el caso, y que corresponderá a las cantidades resultantes de descontar a la PTDVF y CIDVF declarada por el vendedor para cada fuente de suministro que conforma el punto de referencia deficitario, las cantidades de los contratos previamente registrados en el mismo trimestre estándar de negociación para atender el suministro de la Demanda Esencial del trimestre estándar deficitario.

A más tardar **en el vigésimo octavo día hábil del trimestre estándar de negociación**, cada uno de los vendedores **que cuentan con PTDVF y/o CIDVF para participar en la subasta de acuerdo con lo informado a estos por el Gestor del Mercado**, deberá declarar ante el administrador de la subasta la oferta de PTDVF u oferta de CIDVF **para la subasta**, según sea el caso, **en las modalidades contractuales CF95, opción de compra de gas OCG y firmeza condicionada CFC**. Para estos efectos le deberá presentar al administrador de la subasta la información señalada en la tabla 1, a través del medio y del formato que aquel defina. Esta declaración deberá estar acompañada de los mecanismos de cubrimiento y de los formatos diligenciados de que tratan los numerales 5.13.1 y 5.13.3 de este Anexo.

El administrador de la subasta deberá verificar que los mecanismos de cubrimiento entregados por cada vendedor se ajusten a lo dispuesto en el numeral 5.13.1 de este Anexo y que el vendedor no se encuentre en las listas o reportes asociados con actividades ilícitas de que trata el numeral 5.13.3 de este Anexo. Si se cumplen estos requisitos, el administrador de la subasta entenderá que es un vendedor habilitado para participar en la subasta y lo incluirá en el documento de que trata el literal k) del numeral 4.1 de este Anexo.

Tabla 1. Oferta de gas natural

Producto	Cantidad (MBTUD)
$T_{f,d}$	$O_{T_{f,d,s}}$



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 141 de 145

Donde:

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

En el caso de los contratos **OCG** la prima corresponderá a **cero coma sesenta y cinco (0,65) dólares** de los Estados Unidos de América por MBTU. Así, la variable $PR_{OCG_{f,d},s}$ corresponderá al precio de reserva del producto correspondiente al contrato **OCG** de la fuente f , con duración d , ofrecido por parte del vendedor s .

La declaración de la oferta de PTDVF o la oferta de CIDVF y la oferta de gas natural deberá ser verificada por el administrador de la subasta para que se cumpla con la siguiente condición:

$$O_{f,s,t} = O_{CF95_{f,s}} + \max \left[O_{CFC_{f,s}}, O_{OCG_{f,s}} \right]$$

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

5.5. Declaración de interés de los compradores

A más tardar diez (10) días hábiles antes de la subasta, cada uno de los compradores a los que se hace referencia en el artículo **17** de esta Resolución deberá declarar al administrador de la subasta en cuál de las siguientes dos (2) combinaciones de modalidades contractuales está interesado:

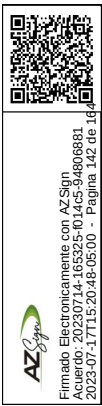
- a) Tipo A: compradores que pueden comprar **CF95** y **CFC**, pero no **OCG**.
- b) Tipo B: compradores que pueden comprar **CF95** y **OCG**, pero no **CFC**.

En la misma fecha cada uno de los compradores deberá declarar ante el administrador de la subasta la máxima cantidad de energía que está dispuesto a comprar mediante la combinación de modalidades contractuales por la que manifiesta interés. Para estos efectos deberá presentar al administrador de la subasta la información señalada en la Tabla .

Tabla 2. Declaración de la demanda máxima

Tipo	Demanda máxima
A o B	D_b

Donde:



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

b : Comprador al que se hace referencia en el artículo **17** de esta Resolución y que hace la declaración respectiva.

Esta declaración deberá estar acompañada de los mecanismos de cubrimiento y de los formatos diligenciados de que tratan los numerales 5.13.1 y 5.13.3 de este Anexo.

El administrador de la subasta deberá verificar que los mecanismos de cubrimiento entregados por cada comprador se ajusten a lo dispuesto en el numeral 5.13.1 de este Anexo, que el comprador no se encuentre en las listas o reportes asociados con actividades ilícitas de que trata el numeral 5.13.3 de este Anexo, y que los sistemas computacionales y de comunicación requeridos por cada comprador funcionan adecuadamente según lo dispuesto en el literal j) del numeral 4.1 de este Anexo. Si se cumplen estos requisitos, el administrador de la subasta entenderá que es un comprador habilitado para participar en la subasta y lo incluirá en el documento de que trata el literal k) del numeral 4.1 de este Anexo.

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

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

5.6. Ronda cero (0)

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

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

Tabla 3. Oferta del producto $T_{f,d}$ al menor precio de reserva

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



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014c5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 144 de 145

Donde:

- $O_{T_{f,d}}(p_{T_{f,d}}^r)$: Cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{T_{f,d}}^r$. Este valor se expresará en MBTUD.
- $p_{T_{f,d}}^r$: Precio del producto $T_{f,d}$ durante la ronda r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
- $O_{T_{f,d},s1}$: Cantidad total de energía del producto $T_{f,d}$ ofrecida en la subasta por parte de los vendedores $s1$, siendo $s1$ los vendedores habilitados que hayan declarado $PR_{T_{f,d},s1}$ como precio de reserva del producto $T_{f,d}$. Este valor se expresará en MBTUD.
- $PR_{T_{f,d},s1}$: Menor precio de reserva del producto $T_{f,d}$. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

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

Tabla 4. Demanda de energía en la ronda cero (0)

Producto	Cantidad (MBTUD)
$T_{f,d}$	$D_{T_{f,d},b}^0$

Donde:

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

La demanda declarada por cada comprador habilitado estará sujeta a las siguientes condiciones, las cuales deberán ser verificadas por el subastador:

- i. Los compradores habilitados del tipo A sólo podrán solicitar energía de las modalidades contractuales CF y CFC .
- ii. Los compradores habilitados del tipo B sólo podrán solicitar energía de las modalidades contractuales CF y OCG .



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 145 de 146

- iii. La energía de los diferentes productos demandada por el comprador habilitado b deberá ser igual o inferior a la máxima cantidad de energía demandada por dicho comprador habilitado, así:

$$D_b \geq \sum_T \sum_f D_{T,f,d,b}^0$$

En el evento en que una declaración de demanda no se ajuste a lo dispuesto en alguno de estos tres (3) numerales, el subastador entenderá que el comprador habilitado se retiró de la subasta.

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

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

5.7. Información al final de cada ronda

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

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

5.8. Reglas de actividad

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

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

$$\sum_f \sum_d D_{CF95f,d,b}^r + \sum_f \sum_d D_{CFCf,d,b}^r \geq \sum_f \sum_d D_{CF95f,d,b}^{r+1} + \sum_f \sum_d D_{CFCf,d,b}^{r+1}$$

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

$$\sum_f \sum_d D_{CF95f,d,b}^r + \sum_f \sum_d D_{OCGf,d,b}^r \geq \sum_f \sum_d D_{CF95f,d,b}^{r+1} + \sum_f \sum_d D_{OCGf,d,b}^{r+1}$$

- c) Regla de actividad de los compradores habilitados: cada comprador b' , entendido como aquel que en la ronda $r + 1$ solicite una cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ inferior a la que solicitó en la ronda r , deberá presentar al subastador el precio $p_{T_{f,d},b'}^{r+1}$ con el cual no reduciría las cantidades de energía del producto $T_{f,d}$ en la ronda $r + 1$. El precio $p_{T_{f,d},b'}^{r+1}$ deberá ser mayor al precio de cierre de la ronda r y deberá ser mayor o igual al último precio presentado por el comprador b' para dicho producto. En caso de que el comprador b' no presente el mencionado precio $p_{T_{f,d},b'}^{r+1}$, el subastador entenderá que dicho precio es igual al precio de cierre de la ronda $r + 1$. El precio $p_{T_{f,d},b'}^{r+1}$ no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.
- d) Regla de control de exceso de oferta: durante la subasta se controlará que la demanda de energía de un producto por parte de los compradores habilitados no se reduzca, de una ronda a otra, en una cantidad tal que se genere un exceso de oferta. Para esto el subastador dará aplicación a este procedimiento en cada ronda de la subasta:
- i. Calculará el valor del exceso de demanda $ED_{T_{f,d}}^r$ de la siguiente manera:

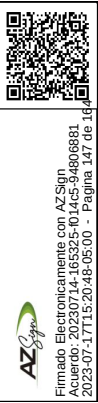
$$ED_{T_{f,d}}^r = \max \left[\sum_b D_{T_{f,d},b}^r - O_{T_{f,d}}(p_{T_{f,d}}^r), 0 \right]$$

Donde:

- $ED_{T_{f,d}}^r$: Exceso de demanda de energía del producto $T_{f,d}$ en la ronda r . Este valor se expresará en MBTUD.
- $D_{T_{f,d},b}^r$: Cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ solicitada en la ronda r por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.
- $O_{T_{f,d}}(p_{T_{f,d}}^r)$: Cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{T_{f,d}}^r$. Este valor se expresará en MBTUD.
- r : Número de la ronda de la subasta.

- ii. Verificará si se cumple la siguiente condición:





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

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

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

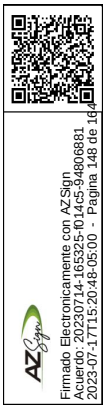
Donde:

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

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

Tabla 5. Regla exceso de oferta del producto $T_{f,d}$

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



	a b_m' se le asigna $(D_{T_{f,d},bm'}^r - D_{T_{f,d},bm'}^{r+1})$
	Si no, se le asigna $Máx [EO_{T_{f,d}}^{r+1} - \sum_{i=1}^{m-1} (D_{T_{f,d},bi'}^r - D_{T_{f,d},bi'}^{r+1}), 0]$

Donde:

- $\widehat{D}_{T_{f,d},b'}^{r+1}$: Cantidad adicional de energía del producto $T_{f,d}$ asignada al comprador b' en la ronda $r + 1$, al precio $p_{T_{f,d},b'}^{r+1}$. Este valor se expresará en MBTUD.
- b_1' : Comprador habilitado con el mayor precio, $p_{T_{f,d},b_1'}^{r+1}$.
- b_m' : Comprador habilitado con el menor precio, $p_{T_{f,d},bm'}^{r+1}$.
- b_2' a b_{m-1}' : Compradores habilitados con precios $p_{T_{f,d},b'}^{r+1}$ menores a $p_{T_{f,d},b_1'}^{r+1}$ y menores a $p_{T_{f,d},bm'}^{r+1}$, organizados de manera descendente de acuerdo con los precios declarados.

- e) Regla de convergencia: En caso de que el exceso de demanda de energía de un producto $T_{f,d}$ sea inferior a 100 MBTUD se considerará, para efectos del cierre de la subasta, que para este producto $T_{f,d}$ no hay exceso de demanda. En este caso al finalizar la subasta las cantidades demandadas que exceden la $O_{T_{f,d}}(p_{T_{f,d}}^r)$ se asignarán, o se racionarán, de acuerdo con las siguientes reglas:
- A los vendedores habilitados, comenzando con el que declaró el menor precio de reserva, $PR_{T_{f,d},s_1}$, y finalizando con el que declaró el mayor precio de reserva, $PR_{T_{f,d},sq}$, se les dará la opción de ofrecer una cantidad tal que se elimine el exceso de demanda al precio de cierre de la subasta para el producto $T_{f,d}$. Siendo sq los vendedores habilitados que hayan declarado $PR_{T_{f,d},sq}$ como precio de reserva del producto $T_{f,d}$
 - En caso de que ningún vendedor habilitado ofrezca la cantidad de energía que elimine el exceso de demanda, este exceso se eliminará racionando a los compradores habilitados a prorrata de las asignaciones del producto $T_{f,d}$.

5.9. Regla de terminación de la subasta

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

5.10. Reglas de racionamiento

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

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

Donde:

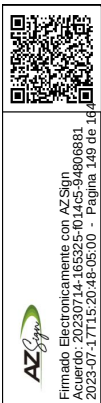
- $\bar{O}_{T_{f,d},s}$: Cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ asignada para la venta al vendedor habilitado s . Este valor se expresará en MBTUD.
- $O_{T_{f,d},s}$: Cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ ofrecida en la subasta por parte del vendedor s . Este valor se expresará en MBTUD.
- $D_{T_{f,d},b}^n$: Cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ solicitada en la ronda n por parte del comprador habilitado b . Este valor se expresará en MBTUD.
- $O_{T_{f,d}}(p_{T_{f,d}}^n)$: Cantidad de energía del producto $T_{f,d}$ ofrecida en la subasta por parte de todos los vendedores habilitados al precio $p_{T_{f,d}}^n$. Este valor se expresará en MBTUD.

- b) Regla de asignación para los vendedores habilitados con precio de reserva igual a $p_{T_{f,d}}^n$: si el precio de cierre de la ronda n , $p_{T_{f,d}}^n$, es igual al precio de reserva de un vendedor habilitado y si como consecuencia de esto se genera un exceso de oferta en dicha ronda, al vendedor habilitado con el mencionado precio de reserva se le racionará una cantidad tal que se elimine el exceso de oferta. En caso de que dicho precio de reserva corresponda a más de un vendedor habilitado, la cantidad racionada a cada uno para eliminar el exceso de oferta se estimará a prorrata de la cantidad de energía ofrecida por cada uno de estos vendedores.

5.11. Regla de minimización de contratos

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

- a) Hará una lista de los vendedores habilitados del producto $T_{f,d}$, dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta





Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014c5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 150 de 154

y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.

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

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

5.12. Regla de **registro** de los contratos

Una vez la Dirección Ejecutiva **de la CREG** publique **la circular mediante la cual** informa a los agentes si el auditor de la subasta estableció que se dio cumplimiento a la regulación vigente aplicable a la subasta, los compradores y vendedores contarán con **tres (3) días hábiles** para el **registro ante el Gestor del Mercado** de los contratos. **Para estos efectos, las partes utilizarán el contenido contractual publicado por el Gestor del Mercado previamente, y en caso tal de no llegar a un acuerdo con respecto a las garantías,** se deberán constituir los mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 5.13.2 de este Anexo. En estos contratos se deberán reflejar los resultados de la subasta.

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

5.13. Mecanismos de cubrimiento y de verificación de idoneidad

5.13.1. Mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta

Cada comprador deberá presentar al administrador de la subasta los mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta que cubran: i) el riesgo de que el comprador no participe en la subasta; y ii) el riesgo de que el comprador que resulte con asignaciones en la subasta no presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 5.13.2 de este Anexo.

Cada vendedor deberá presentar al administrador de la subasta los mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta que cubran: i) el riesgo de que el vendedor que resulte con asignaciones en la subasta no presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 5.13.2 de este Anexo.

El administrador de la subasta administrará los mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta a través de un instrumento fiduciario regido por los criterios **definidos en el Anexo 9 de la presente resolución**. Este instrumento fiduciario recibirá y aprobará los mecanismos de cubrimiento, fungirá como su depositario, los ejecutará según instrucciones del administrador de la subasta y transferirá los recursos provenientes de la ejecución de los mecanismos de cubrimiento a quien lo indique el administrador de la subasta. Una vez el administrador de la subasta defina dicho instrumento, se lo informará a los participantes del mercado.

La propuesta de los productores-comercializadores en relación con los mecanismos de cubrimiento a los que se hace referencia en los dos (2) primeros incisos de este numeral, deberá contemplar lo siguiente:

- a) Mecanismos admisibles de cubrimiento para participar en la subasta.
- b) Determinación del valor de la cobertura para participar en la subasta.

5.13.2. Mecanismos de cubrimiento para el cumplimiento

Cada comprador y cada vendedor deberá presentar a su contraparte los mecanismos de cubrimiento para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la subasta. Estos mecanismos de cubrimiento se deberán sujetar a las reglas establecidas **en el Anexo 8 de la presente resolución**.

La propuesta de los productores-comercializadores en relación con los mecanismos de cubrimiento a los que se refiere este numeral deberá contemplar lo siguiente:

- a) Mecanismos admisibles de cubrimiento para el cumplimiento de las asignaciones que resulten en la subasta.
- b) Determinación del valor de la cobertura para el cumplimiento de las asignaciones que resulten en la subasta.

5.13.3. Criterios de verificación de idoneidad

La propuesta de los productores-comercializadores en relación con los criterios de verificación de idoneidad de los vendedores y de los compradores deberá contemplar lo siguiente:

- a) Formato para la declaración del origen de bienes y de los fondos para el desarrollo de su actividad.

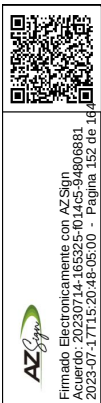


Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 151 de 194

- b) Formatos para la declaración de que el comprador o el vendedor no se encuentran en listas o reportes asociados con actividades ilícitas.

6. Actualización del precio de cierre de la subasta

En el caso de que la asignación de cantidades de suministro de gas resultante de la subasta corresponda a un trimestre estándar de ejecución que inicia por lo menos un año después de la realización de la subasta, el precio de cierre se actualizará aplicando la ecuación establecida en el Anexo 3 de la presente resolución, con un factor beta β igual a cero (0).



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014c5-94806881
2023-07-17T15:20:45-05:00 - Página 152 de 154

Anexo 8
Esquema de garantías de la subasta de gas natural para un trimestre estándar deficitario

1. Criterios generales que deben cumplir las garantías

- 1.1. Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera domiciliada en Colombia se deberá acreditar una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de grado de inversión por parte de una agencia calificadora de riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- 1.2. Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera del exterior ésta deberá estar incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan y acreditar una calificación de deuda de largo plazo de Standard & Poor's Corporation, Fitch Ratings o de Moody's Investor's Services Inc., de al menos grado de inversión.
- 1.3. La entidad financiera otorgante de la garantía deberá pagar al primer requerimiento del beneficiario los correspondientes recursos en la cuenta bancaria de la entidad financiera en Colombia que para tales efectos se haya constituido.
- 1.4. Las garantías deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del fideicomiso o patrimonio autónomo que se conforme.
- 1.5. El fideicomiso o patrimonio autónomo que se conforme debe tener la preferencia para obtener incondicionalmente y de manera inmediata el pago de la obligación garantizada en el momento de su ejecución, en la cuenta bancaria en Colombia que para tales efectos establezca el fideicomiso o patrimonio autónomo.
- 1.6. Las garantías deben ser líquidas y fácilmente ejecutables en el momento en que deban hacerse efectivas.
- 1.7. La entidad financiera otorgante deberá pagar dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento siempre que se trate de una entidad financiera domiciliada en Colombia, o dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento, siempre que se trate de una entidad financiera del exterior.
- 1.8. El valor pagado por la entidad financiera otorgante deberá ser igual al valor total de la cobertura conforme a lo indicado en el presente anexo. Por tanto, el valor pagado deberá ser neto, libre de cualquier tipo de deducción, depósito, comisión, encaje, impuesto, tasa, contribución, afectación o retención por parte de la entidad financiera otorgante y/o de las



autoridades cambiarias, tributarias o de cualquier otra índole que pueda afectar el valor del desembolso de la garantía.

- 1.9. La entidad financiera otorgante de la garantía deberá renunciar a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada, tanto en Colombia como en el exterior.
- 1.10. Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras domiciliadas en Colombia, el valor de la garantía constituida deberá estar calculado en moneda nacional o en dólares de los Estados Unidos de América y ser exigible de acuerdo con la Ley Colombiana.
- 1.11. Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras del exterior, el valor de la garantía constituida deberá estar calculada en dólares de los Estados Unidos de América a la tasa representativa del mercado del último día hábil del mes anterior a su presentación, y ser exigible de acuerdo con las Normas RUU 600 de la Cámara de Comercio Internacional -CCI- (ICC Uniform Customs and Practice for Documentary Credits UCP 600) o aquellas Normas que las modifiquen, adicionan o sustituyan y con las normas del estado Nueva York de los Estados Unidos de América. Estas garantías deberán prever mecanismos expeditos y eficaces para resolver definitivamente cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía entre el beneficiario y el otorgante aplicando las normas que rigen su exigibilidad, tales como la decisión definitiva bajo las reglas de conciliación y arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, CCI, por uno o más árbitros designados según lo establecen las mencionadas reglas, o a través de los jueces del Estado de Nueva York.

Parágrafo 1. Para efectos de demostrar el cumplimiento de los criterios 1.1 y 1.2 del presente numeral, los interesados deberán acreditar a la fiduciaria, al momento de presentación, ajuste o reposición de las garantías, que la entidad financiera otorgante satisface los requerimientos indicados en estos criterios.

Parágrafo 2. Los agentes que utilicen garantías deben informar a la fiduciaria cualquier modificación en la calificación de que tratan los numerales 1.1 y 1.2 del presente numeral, así como también toda circunstancia que afecte o pueda llegar a afectar en cualquier forma la garantía o la efectividad de la misma. Dicha información debe ser comunicada a más tardar cinco (5) días hábiles después de ocurrido el hecho.

Parágrafo 3. Para la aceptación de una garantía otorgada por una entidad financiera del exterior, el agente o persona jurídica interesada deberá adjuntar los formularios debidamente diligenciados y registrados ante el Banco de la República y que, de acuerdo con las normas del mismo, sean necesarios para el cobro de la garantía por parte de la fiducia.

2. Tipos de garantías

Los tipos de garantías **y sus condiciones** que serán aceptadas **serán las contempladas en el Anexo 6 de la presente resolución.**



Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20230714-165325-014C5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 154 de 162

3. Mecanismos de cobertura para la subasta

3.1. Garantía de participación

3.1.1. Sujetos objeto de la constitución de la garantía de participación:

Es obligatoria para los vendedores definidos en el artículo 16 y los compradores definidos en el artículo 17, ambos de la presente resolución.

3.1.2. Beneficiario de la garantía: El beneficiario de la garantía es la fiducia mercantil que para tales efectos constituya el gestor del mercado de gas natural, **según lo establecido en el numeral 5.13.1 del Anexo 7 de la presente resolución y en el Anexo 9 de la misma.**

3.1.3. Beneficiario de los recursos que resulten de la ejecución de la garantía de participación: Cuando haya lugar a la ejecución de la garantía de participación de un vendedor o un comprador, los recursos que resulten de la ejecución de la misma serán transferidos a las correspondientes contrapartes que hayan resultado con asignaciones en la subasta, en forma proporcional a estas, según corresponda.

La fiducia mercantil hará las transferencias a los beneficiarios de los recursos que resulten de la ejecución de la garantía, descontando los gastos de transferencias bancarias y GMF.

3.1.4. Fecha de entrega de la garantía: Los vendedores y los compradores tendrán hasta las 17:00 horas de un día hábil antes del día **quinto** hábil antes de la realización de la subasta.

3.1.5. Vigencia de la garantía: El plazo que cubre la garantía corresponderá al número de días calendario desde la entrega de la garantía hasta el último día hábil previo al primer mes de inicio del compromiso más un (1) día hábil.

3.1.6. Valor de la garantía para los vendedores: La garantía de participación tiene un valor inicial en la fecha de entrega y un valor final ajustado cuando el gestor del mercado de gas natural conozca la declaración de la oferta.

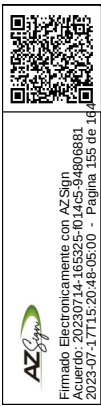
Valor inicial

$$VLRLP_v = 0,05 \times 30 \times Oferta_v \times p \times TRM$$

Valor final

$$VLRLP_v = 0,05 \times 30 \times Oferta'_v \times p \times TRM$$

Donde:



v : Vendedores.

$VLRLP_v$: Valor de la garantía en pesos colombianos.

p : Precio en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU que corresponde al promedio ponderado por cantidad de los contratos firmes a un (1) año, negociados en el año inmediatamente anterior.

TRM : Valor de la Tasa Representativa del Mercado en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América, del último día hábil del mes anterior a la estimación de la garantía, certificado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

$Oferta_v$: Para la primera subasta en que participe el vendedor v el valor de la $Oferta_v$ corresponderá a 35.000 MBTUD.

Para las siguientes subastas el valor de la $Oferta_v$ corresponderá al mayor valor asignado al vendedor v en el mecanismo de comercialización de que trata el artículo **22 de la presente resolución**, del **trimestre** inmediatamente anterior **en que se haya desarrollado subasta**, en MBTUD.

$Oferta'_v$: Cantidad de energía que el vendedor v declara en la subasta.

3.1.7. Valor de la garantía para los compradores: La garantía de participación tiene un valor inicial en la fecha de entrega y un valor final ajustado cuando el gestor del mercado de gas conozca la declaración de la demanda.

Valor inicial

$$VLRLP_c = 0,05 \times 30 \times Demanda_c \times p \times TRM$$

Valor final

$$VLRLP_c = 0,05 \times 30 \times Demanda'_c \times p \times TRM$$

Donde:

c : Compradores.

$VLRLP_c$: Valor de la garantía en pesos colombianos.

p : Precio en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU que corresponde al promedio ponderado por cantidad de los contratos firmes a un (1) año, negociados en el año inmediatamente anterior.



TRM: Valor de la Tasa Representativa del Mercado en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América, del último día hábil del mes anterior a la estimación de la garantía, certificado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Demanda_c: Para la primera subasta en que participe el comprador *c*, el valor de la *Demanda_c* corresponderá a 35000 MBTUD.

Para las siguientes subastas el valor de la *Demanda_c* corresponderá al mayor valor asignado al comprador *c* en el mecanismo de comercialización de que trata el artículo **22 de la presente resolución del trimestre inmediatamente anterior en que se haya desarrollado subasta**, en MBTUD.

Demanda'_c: Cantidad de energía que el comprador *c* declara.

3.1.8. Eventos que dan lugar a la ejecución de la garantía de participación para los vendedores: Los eventos que dan lugar a la ejecución de esta garantía son la no suscripción del contrato o la no entrega de alguna de las garantías *VLRLCS_v* y *VLRLCM_v*, de que trata el numeral 3.2 de este Anexo que los vendedores deben entregar la primera vez.

3.1.9. Eventos que dan lugar a la ejecución de la garantía de participación para los compradores: Los eventos que dan lugar a la ejecución de esta garantía son la no suscripción del contrato o la no entrega de alguna de las garantías *VLRLCS_c* y *VLRLCM_c*, de que trata el numeral 3.2 de este Anexo que los compradores deben entregar la primera vez.

3.2. Garantía de cumplimiento

Los vendedores y compradores podrán acordar los mecanismos de cobertura para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la subasta. En caso de que no se pongan de acuerdo, los vendedores y los compradores deberán acogerse al mecanismo de cobertura que se expone a continuación:

3.2.1. Sujetos objeto de la constitución de la garantía de cumplimiento:

Es obligatoria para los vendedores definidos en el artículo 16 y los compradores definidos en el artículo 17, ambos de la presente resolución.

3.2.2. Beneficiario de la garantía: El beneficiario de la garantía es la fiducia mercantil que para tales efectos constituya el gestor del mercado de gas natural, **según lo establecido en el numeral 5.13.1 del Anexo 7 de la presente resolución y en el Anexo 9 de la misma.**

3.2.3. Beneficiario de los recursos que resulten de la ejecución de la garantía de cumplimiento: Cuando haya lugar a la ejecución de la garantía de



cumplimiento de un vendedor o un comprador los recursos que resulten de la ejecución de la misma serán transferidos a las correspondientes contrapartes, en forma proporcional a su participación, según corresponda.

La fiducia mercantil hará las transferencias a los beneficiarios de los recursos que resulten de la ejecución de la garantía, descontando los gastos de transferencias bancarias y GMF.

3.2.4. Valor de la garantía de los vendedores: Los vendedores v deben entregar dos (2) garantías de cumplimiento.

Primera garantía

$$VLRLCS_v = 0,5 \times Asig_v \times 90 \times p \times TRM$$

Segunda garantía

$$VLRLCM_v = Asig_v \times pv$$

Donde:

$VLRLCS_v$: Valor de la primera garantía en pesos colombianos.

$VLRLCM_v$: Valor de la segunda garantía en pesos colombianos.

$Asig_v$: Asignación de energía del vendedor v en MBTUD, en la subasta.

p : Precio de cierre de la subasta en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

TRM : Valor de la Tasa Representativa del Mercado en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América, del último día hábil del mes anterior a la estimación de la garantía, certificado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

pv : Precio en pesos colombianos por MBTU calculado con la siguiente expresión:

$$pv = 107914 \times \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{diciembre\ 2014}}$$

IPP : Índice de Precios de la Oferta Interna reportado por la autoridad competente.

$m - 1$: Mes anterior al mes de la estimación de la garantía.

3.2.5. Fecha de entrega de las garantías $VLRLCS_v$ de los vendedores: La primera vez a más tardar a las 17:00 horas del último día hábil previo al primer mes de compromiso. Las siguientes garantías $VLRLCS_v$ se deben entregar hasta las 17:00 horas del quinto día hábil anterior al día en que termina la vigencia de la garantía.



- 3.2.6. Fecha de entrega de las garantías $VLRLCM_v$ de los vendedores: A más tardar a las 17:00 horas del último día hábil previo al mes de compromiso de suministro durante todos los meses de duración del contrato.
- 3.2.7. Vigencia de la primera garantía $VLRLCS_v$ de los vendedores: treinta (30) días calendario contados siempre a partir de la entrega de la garantía.
- 3.2.8. Vigencia de la segunda garantía $VLRLCM_v$ de los vendedores: Número de días calendario del mes de suministro a cubrir, más el número de días de plazo para el pago de la factura más 1 día hábil a partir de la entrega de la garantía.
- 3.2.9. Evento que da lugar a la ejecución de la primera garantía $VLRLCS_v$ para un vendedor v : El evento que da lugar a la ejecución de la garantía es la terminación anticipada del contrato por condición diferente al mutuo acuerdo entre las partes causada por el vendedor v .
- 3.2.10. Eventos que dan lugar a la ejecución de la garantía $VLRLCM_v$ para un vendedor v : Los eventos que dan lugar a la ejecución de la garantía son el no pago de la factura mensual de las compensaciones o cuando el vendedor no entregue la garantía de cumplimiento del siguiente mes del contrato.
- 3.2.11. Valor de la garantía de los compradores: Los compradores c deben entregar dos (2) garantías de cumplimiento.

Primera garantía

$$VLRLCS_c = 0,5 \times Asig_c \times 90 \times p \times TRM$$

Segunda garantía

$$VLRLCM_c = Asig_c \times D \times p \times TRM$$

Donde:

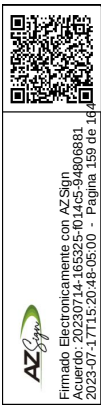
$VLRLCS_c$: Valor de la primera garantía en pesos colombianos.

$VLRLCM_c$: Valor de la segunda garantía en pesos colombianos.

$Asig_c$: Asignación de energía del comprador c en la subasta en MBTUD.

p : Precio de cierre de la subasta en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

TRM : Valor de la Tasa Representativa del Mercado en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América, del último día hábil del mes anterior a la estimación de la garantía, certificado por la Superintendencia Financiera de Colombia.



D: Número de días calendario del mes a cubrir.

3.2.12. Fecha de entrega de las garantías $VLRLCS_c$ de los compradores: La primera vez a más tardar a las 17:00 horas del último día hábil previo al primer mes de compromiso. Las siguientes garantías $VLRLCS_c$ se deben entregar hasta las 17:00 horas del quinto día hábil anterior al día en que termina la vigencia de la garantía.

3.2.13. Fecha de entrega de las garantías $VLRLCM_c$ de los compradores: A más tardar a las 17:00 horas del último día hábil previo al mes de compromiso de suministro durante todos los meses de duración del contrato.

3.2.14. Vigencia de la primera garantía $VLRLCS_c$ de los compradores: treinta (30) días calendario contados siempre a partir de la entrega de la garantía.

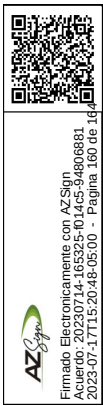
3.2.15. Vigencia de la segunda garantía $VLRLCM_c$ de los compradores: Número de días calendario del mes de suministro a cubrir, más el número de días de plazo para el pago de la factura más 1 día hábil a partir de la entrega de la garantía.

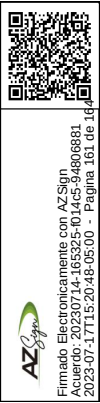
3.2.16. Evento que da lugar a la ejecución de la primera garantía $VLRLCS_c$ para un comprador c : El evento que da lugar a la ejecución de la garantía es la terminación anticipada del contrato por condición diferente al mutuo acuerdo entre las partes causada por el comprador c .

3.2.17. Eventos que dan lugar a la ejecución de la garantía $VLRLCM_c$ para un comprador c : Los eventos que dan lugar a la ejecución de la garantía son el no pago de la factura mensual o cuando el comprador no entregue la garantía de cumplimiento del siguiente mes del contrato.

Parágrafo 1. En las garantías de participación, en los casos en donde los valores finales de las garantías resulten inferiores a los valores iniciales, el gestor del mercado de gas natural, a través de la fiducia mercantil que para tales efectos constituya, adoptará los mecanismos para que efectivamente los agentes puedan realizar los correspondientes ajustes. Esta y otras disposiciones que se consideren necesarias, deberán ser explícitas en el reglamento que rija la operación de la fiducia mercantil.

Parágrafo 2. El gestor del mercado de gas natural, a través de la fiducia mercantil que para tales efectos constituya, adoptará los mecanismos para que a los participantes que no resulten las asignaciones se les regresen las garantías de participación. Esta y otras disposiciones que se consideren necesarias, deberán ser explícitas en el reglamento que rija la operación de la fiducia mercantil.





Anexo 9
Constitución de los instrumentos fiduciarios a cargo del Gestor del Mercado

1. Forma de instrumento fiduciario

En cada uno de los casos establecidos en la presente resolución, el Gestor del Mercado de gas natural constituirá por cada uno de ellos un fideicomiso o patrimonio autónomo a través de una sociedad fiduciaria legalmente establecida en Colombia.

Esta disposición se refiere a la utilización de fiducias mercantiles en los términos del artículo 1126 y siguientes del Código de Comercio.

2. Objeto de los fideicomisos o patrimonios autónomos que deba constituir el gestor del mercado de gas natural.

El Gestor del Mercado de gas natural constituirá en cada uno de los siguientes casos un fideicomiso o patrimonio autónomo individual con el siguiente objeto:

- 2.1. Constitución de un fideicomiso o patrimonio autónomo con el objeto exclusivo de administrar los mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta de gas natural y de cumplimiento, de acuerdo con lo establecido **en el Anexo 7 de la presente resolución.**

El beneficiario de los mecanismos de cubrimiento será el fideicomiso o patrimonio autónomo que para tales efectos se constituya.

En caso de que se ejerza alguno de los mecanismos de cubrimiento los beneficiarios de los recursos que se obtengan serán los que se determinen regulatoriamente.

- 2.2. Constitución de un fideicomiso o patrimonio autónomo con el objeto exclusivo de implementar el mecanismo de prepago del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, de acuerdo con lo ordenado en el **artículo 36 de la presente resolución.**

El beneficiario de los prepagos será el fideicomiso o patrimonio autónomo que para tales efectos se constituya.

Los beneficiarios de los recursos de prepago serán los que se dictan en el párrafo 2 del **artículo 36 de la presente resolución.**

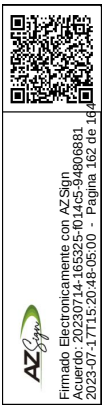
3. Principios en la constitución de los fideicomisos o patrimonios autónomos

Objeto exclusivo:	Cada uno de los fideicomisos o patrimonios autónomos que se constituyan deben tener como objeto exclusivo lo
--------------------------	--

	contemplado en las disposiciones mencionadas en la presente resolución.
Continuidad:	El gestor del mercado de gas natural garantizará que los fideicomisos o patrimonios autónomos de que trata esta resolución estarán disponibles cuando se requieran.
Oportunidad:	El Gestor del Mercado de gas natural constituirá oportunamente el fideicomiso o patrimonio autónomo.
Publicidad	El gestor del mercado de gas natural hará público en su sitio de internet, en cada caso y con la debida anticipación, el reglamento que rige cada uno de los fideicomisos o patrimonios autónomos. Para los agentes deberán ser claros y transparentes los mecanismos mediante el cual cada uno de los fideicomisos o patrimonios autónomos dará cumplimiento a su finalidad.
Diligencia	El fideicomiso o patrimonio autónomo deberá realizar diligentemente todos los actos necesarios para la consecución de la finalidad que en cada caso aplique.
Independencia	El fideicomiso o patrimonio autónomo mantendrá los bienes objeto de la fiducia (i.e. prepagos, mecanismos de cubrimiento) separados de los suyos y de los que correspondan a otros negocios fiduciarios.
Eficiencia	El fideicomiso o patrimonio autónomo se regirá por procesos eficientes que aseguren a las partes procesos óptimos en el recibo y revelación de información, recibo de garantías y transferencia de recursos, entre los más relevantes.

4. Calidades de la sociedad fiduciaria que se utilice la para la constitución del fideicomiso o patrimonio autónomo que se constituya

La sociedad fiduciaria o las sociedades fiduciarias que escoja el gestor del mercado de gas natural deberá(n) estar autorizada(s) por la Superintendencia Financiera de Colombia, aspecto que deberá ser acreditado mediante el certificado de existencia y representación legal que para el efecto se expide y deberá(n) comprometerse por escrito a actuar conforme a todas las disposiciones contenidas en la regulación vigente.



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Resolución_Creg_702 003_2023

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo:20230714-165325-f014c5-94806881

Creación:2023-07-14 16:53:25

Estado:Finalizado

Finalización:2023-07-17 15:20:45



Escanee el código
para verificación

Firma: Firmante

Jose Fernando Prada Ríos

71677200

jose.prada@creg.gov.co

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Revisión: Revisión

Angela Maria Sarmiento Forero

52708370

amsarmiento@minenergia.gov.co

Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía



Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20230714-165325-f014c5-94806881
2023-07-17T15:20:48-05:00 - Página 163 de 194



REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Resolución_Creg_702 003_2023			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo:20230714-165325-f014c5-94806881		Creación:2023-07-14 16:53:25	
Estado:Finalizado		Finalización:2023-07-17 15:20:45	
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Angela Maria Sarmiento Forero amsarmiento@minenergia.gov.co Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empr Ministerio de Minas y Energía	Aprobado	Env.: 2023-07-14 16:53:27 Lec.: 2023-07-14 16:53:36 Res.: 2023-07-17 12:30:47 IP Res.: 179.32.87.99
Firma	Jose Fernando Prada Ríos jose.prada@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2023-07-17 12:30:47 Lec.: 2023-07-17 15:19:56 Res.: 2023-07-17 15:20:45 IP Res.: 190.71.147.18