

ARTÍCULO 2.2.2.2.12. MEDIDAS NECESARIAS PARA QUE NO SE GENEREN POR NEGLIGENCIA, RACIONAMIENTOS DE GAS NATURAL O DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Los Productores-Comercializadores, los Transportadores, los Comercializadores y los Distribuidores-Comercializadores de gas natural y las empresas generadoras de electricidad a base de gas natural, en cumplimiento de las normas vigentes, tomarán todas las medidas necesarias para que, aún frente a las situaciones a que se refiere el presente decreto, no se generen, por su negligencia, Racionamientos de Gas Natural o de Energía Eléctrica.

(Decreto 880 de 2007, artículo 14)



ARTÍCULO 2.2.2.2.13. MEDIDAS PARA EVITAR CONDUCTAS DE LOS AGENTES QUE PUEDAN PRODUCIR INSALVABLES RESTRICCIONES EN LA OFERTA DE GAS NATURAL O SITUACIONES DE GRAVE EMERGENCIA. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, adoptará todas las medidas a que haya lugar para evitar conductas de los Agentes que puedan producir Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias.

(Decreto 880 de 2007, artículo 15)



ARTÍCULO 2.2.2.2.14. RESTRICCIÓN DE DESVÍOS DE GAS QUE MODIFIQUEN LA ASIGNACIÓN DEL GAS NATURAL. Cuando se trate de Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural, o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, o Racionamiento Programado de Gas Natural, los Transportadores no autorizarán desvíos de gas que modifiquen la asignación del gas natural de los Agentes que resulte de la aplicación de este Decreto.

(Decreto 880 de 2007, artículo 16)



ARTÍCULO 2.2.2.2.15. OBLIGACIÓN DE ATENCIÓN PRIORITARIA. Los productores, los productores comercializadores, los comercializadores, los transportadores atenderán de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno. Para este efecto deberán sujetarse a las disposiciones que expida el MME en aplicación del parágrafo 1o del artículo [2.2.2.2.38](#). de este Decreto.

PARÁGRAFO. Los Agentes Exportadores atenderán prioritariamente la demanda de gas natural para consumo interno cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que tratan los artículos precedentes. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos de exportación con Respaldo Físico, las cantidades de gas objeto de interrupción se reconocerán al costo de oportunidad de que trata el artículo [2.2.2.2.39](#) de este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 4o)



ARTÍCULO 2.2.2.2.16. DEMANDA ESENCIAL. Los Agentes 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 [2.2.2.2.21](#). de este Decreto y que se destinen para la atención de la demanda de gas natural para las refinerías tendrán el tratamiento

de contratadas para los efectos de este artículo.

PARÁGRAFO 1o. Cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que tratan los artículos [2.2.2.2.1](#), a [2.2.2.2.15](#), del presente decreto y los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento.

PARÁGRAFO 2o. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo [2.2.2.2.26](#), de este Decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo.

PARÁGRAFO 3o. Sin perjuicio de lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya, la CREG definirá la metodología para determinar los costos a los que se refiere este artículo, los Agentes beneficiados y los mecanismos y procedimientos de pago.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 5o)



ARTÍCULO 2.2.2.2.17. ADMINISTRACIÓN DEL GAS NATURAL DE PROPIEDAD DEL ESTADO Y DE LAS PARTICIPACIONES DE LA ANH. En la celebración de los contratos y operaciones de cualquier naturaleza que la ANH celebre para la administración del gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH, se tendrá como destino de este gas la exportación con el objeto de abrir nuevos mercados, siempre y cuando la demanda interna de este combustible se encuentre abastecida. Para tales efectos, el Ministerio de Minas y Energía deberá señalar los parámetros y mecanismos, debiendo igualmente verificar el cumplimiento de dichas condiciones, en particular la obligación de atención prioritaria, acorde a los términos del presente decreto.

Si este gas natural se destina para el consumo interno, se tendrán en cuenta los siguientes lineamientos:

1. Que los contratos u operaciones que se suscriban no tengan por objeto aumentar la concentración en la oferta de gas natural en el mercado. Para este efecto la ANH podrá, entre otros, acordar con cada productor en los contratos de explotación de hidrocarburos el recaudo y la comercialización de Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH, en proporción a la participación que le corresponda.
2. Que dichos contratos u operaciones no tengan por objeto privilegiar el suministro del Gas Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH a ningún Agente.
3. Que el comercializador del Gas Natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH se ajuste a lo dispuesto por la CREG para esta actividad.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 6o, modificado por el artículo 1o del decreto 1372 de 2014)



ARTÍCULO 2.2.2.2.18. VIGENCIA CONTRACTUAL. Los contratos u operaciones de

cualquier naturaleza a los que se refiere el artículo anterior y que se encontraban vigentes al 22 de julio de 2014, se seguirán ejecutando en los términos inicialmente acordados, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a lo previsto en este Decreto.

(Decreto 1372 de 2014 artículo 2o)



ARTÍCULO 2.2.2.2.19. CERTIFICACIÓN Y PUBLICACIÓN DE LAS RESERVAS. Los productores continuarán presentando a la ANH la certificación de sus Reservas de Gas Natural expedida por un organismo especializado y reconocido en la prestación de este servicio, conforme a los criterios y procedimientos expedidos por la ANH para el efecto.

La ANH deberá publicar la información consolidada de Reservas de Gas Natural y de petróleo y desagregadas por campo y ubicación geográfica, dentro de los ciento cincuenta (150) días calendario siguientes al inicio de cada año, con corte a 31 de diciembre del año anterior.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 7o)



ARTÍCULO 2.2.2.2.20. CONSUMO DE GAS NATURAL POR PRODUCTORES. El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo siguiente las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo.

PARÁGRAFO. Si las cantidades de gas natural declaradas en este artículo llegaran a ser ofrecidas para la venta por el productor o por el productor-comercializador, total o parcialmente, estas se someterán a los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo [2.2.2.2.24](#) de este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 8o)



ARTÍCULO 2.2.2.2.21. DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN. Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii) la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos [2.2.2.1.4](#). y [2.2.2.2.21](#). del presente decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada.

Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un periodo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora.

En el caso de que un productor no cuente con PTDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición.

El productor-comercializador o comercializador que, de conformidad con lo señalado del artículo [2.2.2.2.18](#). del presente decreto, comercialice el Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y/o de las Participaciones de la ANH deberá declararlo en los términos del presente artículo.

PARÁGRAFO 1o. Toda la información declarada al MME o a quien este determine conforme a lo previsto en el presente decreto será analizada, ajustada, consolidada y publicada por el MME mediante acto administrativo, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y solo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten. El MME verificará que la PP sea equivalente a la suma de: (i) PTDV de cada productor de gas de dicho campo; (ii) la PC de cada productor de gas de dicho campo; y (iii) las cantidades de Gas Natural de Propiedad del Estado y Participaciones de la ANH. Cuando el PP difiera de dicha suma, el MME ajustará la diferencia en la PDTV de cada productor en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo.

PARÁGRAFO 2o. La declaración de producción respecto de los campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad versará respecto de la PTDV para el período sobre el cual se cuente con información disponible.

PARÁGRAFO 3o. Los comercializadores de gas importado declararán las CIDV en los términos previstos en este artículo.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 9o)



ARTÍCULO 2.2.2.2.22. ACTUALIZACIÓN DE LA DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 10)



ARTÍCULO 2.2.2.2.23. MECANISMOS Y PROCEDIMIENTOS DE COMERCIALIZACIÓN DE LA PTDV Y DE LAS CIDV. La comercialización, total o parcial, de la PTDV y de las CIDV declaradas conforme a lo previsto en el artículo [2.2.2.2.22](#), del presente decreto para la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, se deberá realizar siguiendo los mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG en concordancia con los lineamientos previstos en este Decreto.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 11)



ARTÍCULO 2.2.2.2.24. EXCEPCIONES A LOS MECANISMOS Y PROCEDIMIENTOS DE COMERCIALIZACIÓN DE LA PTDV. Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo [2.2.2.2.24](#), de este decreto no se aplicarán a las actividades que se relacionan a continuación:

1. La comercialización de GAS en campos menores.
2. La comercialización de gas en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.
3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.

PARÁGRAFO. Los Agentes que realicen las actividades mencionadas en este artículo

comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 12)



ARTÍCULO 2.2.2.2.25. LINEAMIENTOS PARA LA EXPEDICIÓN DE LOS MECANISMOS Y PROCEDIMIENTOS DE COMERCIALIZACIÓN. La CREG, en los mecanismos y procedimientos de comercialización que expida con base en lo previsto en el artículo [2.2.2.2.24](#), de este Decreto deberá promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los Agentes.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 13)



ARTÍCULO 2.2.2.2.26. CONDICIONES MÍNIMAS DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO Y DE TRANSPORTE. Con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación.

PARÁGRAFO. Los contratos de suministro y/o transporte que a 15 de junio de 2011 se encuentren en ejecución no serán modificados por efectos de esta disposición, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 14)



ARTÍCULO 2.2.2.2.27. INCENTIVOS A LA PRODUCCIÓN DE GAS PROVENIENTE DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. Los productores o productores-comercializadores de gas de yacimientos no convencionales podrán desarrollar directamente la actividad de generación termoeléctrica que utilice como fuente primaria el gas que produzcan, sujetándose íntegramente a la regulación vigente sobre esta actividad.

PARÁGRAFO 1o. El MME, la ANH y la CREG, dentro de la órbita de sus competencias, podrán implementar incentivos adicionales a los previstos en este artículo para promover la explotación y comercialización de gas proveniente de yacimientos no convencionales.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 15)



ARTÍCULO 2.2.2.2.28. PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL. <Artículo modificado por el artículo 4 del Decreto 2345 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos [2.2.2.2.19](#), [2.2.2.2.20](#) y [2.2.2.2.21](#) y el párrafo 1 del artículo [2.2.2.2.37](#) de este Decreto, los costos de racionamiento y la información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas. Este plan será adoptado a la brevedad y actualizado

anualmente.

PARÁGRAFO 1o. El Plan de Abastecimiento de Gas Natural busca asegurar que las obras requeridas para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento se ejecuten y entren en operación de manera oportuna. Este Plan no restringe la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el SNT previo cumplimiento de la normatividad vigente.

PARÁGRAFO 2o. El Ministerio de Minas y Energía establecerá los lineamientos que deberá contener el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

PARÁGRAFO TRANSITORIO. En el lapso comprendido entre la expedición del presente decreto y la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar un Plan Transitorio de Abastecimiento, en el cual se incluyan los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, 'por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, [1073](#) de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural', publicado en el Diario Oficial No. 49.715 de 3 de diciembre de 2015.

Legislación Anterior

Texto original del Decreto 1073 de 2015:

ARTÍCULO 2.2.2.2.28. PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO. Con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y que las autoridades competentes cuenten con mejores elementos para la adopción oportuna de las decisiones necesarias para el asegurar (sic) el abastecimiento nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, el MME adoptará un plan indicativo de abastecimiento de gas natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos [2.2.2.2.20.](#), [2.2.2.2.21.](#), [2.2.2.2.22.](#) y el parágrafo 1o del artículo [2.2.2.2.38.](#) de este Decreto, así como la información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas y será actualizado anualmente o cuando el MME así lo determine.

PARÁGRAFO. El plan indicativo a que se refiere este artículo será elaborado por la UPME con base en los lineamientos que, para el efecto, determine el MME.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 17)



ARTÍCULO 2.2.2.2.29. INVERSIONES DEL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL. <Artículo modificado por el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

1. Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos.

En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.

3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.

Todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.

PARÁGRAFO. La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, 'por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, [1073](#) de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural', publicado en el Diario Oficial No. 49.715 de 3 de diciembre de 2015.

Legislación Anterior

Texto original del Decreto 1073 de 2015:

ARTÍCULO 2.2.2.2.29. INVERSIONES PARA ASEGURAR LA CONFIABILIDAD DEL SERVICIO. Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 18)



ARTÍCULO 2.2.2.2.30. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN CAMPOS DE

HIDROCARBUROS. El MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público

(Decreto 2100 de 2011, artículo 19)



ARTÍCULO 2.2.2.2.31. ALCANCE DE LOS SERVICIOS QUE PRESTARÁ UN GESTOR DE LOS MECANISMOS DE COMERCIALIZACIÓN Y DE LA INFORMACIÓN. 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.

PARÁGRAFO. La CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre competencia.

(Decreto 2100 de 2011 artículo 20, modificado por el artículo 2o del decreto 1710 de 2013)



ARTÍCULO 2.2.2.2.32. PROTOCOLOS Y ACUERDOS OPERATIVOS. Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que tratan los artículos [2.2.2.2.1](#), a 2.2.2.2.15.

El CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 21)



ARTÍCULO 2.2.2.2.33. NATURALEZA DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS. Las actividades de exportación de gas, la importación de gas para usos distintos al servicio público domiciliario y la importación de gas en tránsito no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible.

Los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo [2.2.2.2.11](#), de este Decreto, no se aplican a las actividades aquí señaladas.

PARÁGRAFO. 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.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 22)



ARTÍCULO 2.2.2.2.34. LIBERTAD DE PRECIOS. El precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes: no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del SNT, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 23)



ARTÍCULO 2.2.2.2.35. DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DE GAS NATURAL. Los Agentes Exportadores o Importadores podrán construir, administrar, operar y mantener las Interconexiones Internacionales de Gas Natural que se requieran para transportar el gas natural destinado a la exportación o importación; así mismo, podrán disponer de la capacidad de transporte de las Interconexiones Internacionales de Gas Natural.

PARÁGRAFO. Si para realizar la exportación o importación de gas natural se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del SNT, deberá cumplirse respecto de dichos tramos de gasoductos o gasoductos con lo previsto en el Reglamento Único de Transporte RUT.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 24)



ARTÍCULO 2.2.2.2.36. ACCESO A LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DE GAS NATURAL. Los propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de Gas Natural están en la obligación de dar acceso a otros Agentes que requieran de dicha infraestructura para efectuar Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, siempre y cuando, ello sea técnica y económicamente viable.

PARÁGRAFO 1o. Las condiciones técnicas y económicas para el acceso a la Interconexión Internacional de Gas Natural serán acordadas libremente entre las partes.

PARÁGRAFO 2o. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso a dicha infraestructura el asunto se someterá a la decisión del MME o de la CREG, según sus competencias.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 25)



ARTÍCULO 2.2.2.2.37. LIBERTAD DE EXPORTACIONES DE GAS. Los Agentes Exportadores podrán asumir libremente compromisos de exportación de gas natural sin sujeción a lo previsto en los artículos [2.2.2.2.24](#). y [2.2.2.2.27](#). de este Decreto.

PARÁGRAFO 1o. <Parágrafo modificado por el artículo 6 del Decreto 2345 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> El Ministerio de Minas y Energía limitará la libre disposición del gas para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a los agentes exportadores cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible para consumo interno, de acuerdo con la metodología que para el efecto expedirá mediante resolución. Para este efecto tendrá en cuenta, entre otros aspectos, la producción nacional, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas.

Notas de Vigencia

- Parágrafo modificado por el artículo 6 del Decreto 2345 de 2015, 'por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, [1073](#) de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural', publicado en el Diario Oficial No. 49.715 de 3 de diciembre de 2015.

Legislación Anterior

Texto original del Decreto 1073 de 2015:

PARÁGRAFO 1o. El MME limitará la libre disposición del gas para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a los Agentes Exportadores cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible para consumo interno. Para este efecto, diseñará un indicador que considere, entre otros aspectos, las Reservas de Gas Natural, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas. Dicho indicador será calculado y publicado por el MME en julio 30 de cada año.

PARÁGRAFO 2o. Mientras se mantengan las condiciones que den lugar a la limitación prevista en el parágrafo 1o de este artículo, los productores, los productores-comercializadores o los Agentes exportadores no podrán suscribir o perfeccionar compromisos de cantidades de gas natural relacionados con nuevos contratos de exportación o incrementar las cantidades de gas natural inicialmente acordadas en los contratos de exportación ya existentes.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 26)



ARTÍCULO 2.2.2.2.38. COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL DE EXPORTACIÓN OBJETO DE INTERRUPCIÓN. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda. La anterior obligación no aplicará para los Agentes Operacionales que cuenten con contratos de suministro con firmeza condicionada a interrupción de exportaciones.

El costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar será asumido por los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro. El reconocimiento del costo de oportunidad de dicho gas será determinado por la CREG según metodología que incluya, entre otros: (i) el precio del gas natural que deja de percibir el productor y/o productor-comercializador por no vender su gas en el exterior; y (ii) las compensaciones que deba pagar el productor y/o productor-comercializador por no honrar su Contrato Firme de Exportación. La CREG adicionalmente, determinará el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro y la forma en que dicho costo será asumido por el Agente.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 27)



ARTÍCULO 2.2.2.2.39. OBLIGACIÓN DE INFORMACIÓN DE EXPORTACIONES Y DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL. Una vez perfeccionados los contratos de exportación y de importación, los Agentes respectivos enviarán copia al MME para su información. Cada vez que los contratos de exportación y/o de importación sean modificados se informará al MME adjuntando los documentos que den cuenta de tal modificación. Respecto de la información a que se refiere este artículo, el MME guardará la debida reserva sobre aquellos datos que, atendida su naturaleza, la requieran en defensa de los legítimos intereses de las partes en dichos contratos.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 28)



ARTÍCULO 2.2.2.2.40. ACCESO A LA CAPACIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA DE REGASIFICACIÓN. Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales.

PARÁGRAFO 1o. Los Agentes solo podrán ejercer el derecho de acceso a la capacidad de la infraestructura de regasificación mediante la celebración del contrato respectivo con el propietario y/u operador.

PARÁGRAFO 2o. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso, el asunto se someterá a la decisión del MME. Para este efecto, el Ministerio podrá solicitar concepto a la CREG.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 29)



ARTÍCULO 2.2.2.2.41. INCENTIVOS PARA LA IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL. La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético.

(Decreto 2100 de 2011, artículo 30)



ARTÍCULO 2.2.2.2.42. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA. Al expedir el reglamento de operación mediante el cual se regula el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas 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.

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.

(Decreto 1710 de 2013, artículo 1o)



— ARTÍCULO 2.2.2.2.43. CÁLCULO DE LOS COSTOS DE RACIONAMIENTO. <Artículo adicionado por el artículo 7 del Decreto 2345 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Únicamente para fines estadísticos y de planeación del sector, la Unidad de Planeación Minero Energética, Upme, establecerá los costos de racionamiento, los cuales se calcularán por clase de usuario y varios períodos de duración. Estos cálculos se actualizarán anualmente y se mantendrán publicados en la página web de la mencionada entidad.

Notas de Vigencia

- Artículo adicionado por el artículo 7 del Decreto 2345 de 2015, 'por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, [1073](#) de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural', publicado en el Diario Oficial No. 49.715 de 3 de diciembre de 2015.



ARTÍCULO 2.2.2.2.44. TRANSPARENCIA. <Artículo adicionado por el artículo 7 del Decreto 2345 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> La CREG expedirá la reglamentación necesaria para que la información de las asignaciones de gas natural y de capacidad de transporte a las que se refieren los parágrafos 1o y 2o del artículo [2.2.2.2.43](#) de este Decreto se hagan públicas, de manera oportuna.

Notas de Vigencia

- Artículo adicionado por el artículo 7 del Decreto 2345 de 2015, 'por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, [1073](#) de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural', publicado en el Diario Oficial No. 49.715 de 3 de diciembre de 2015.

Concordancias

Decreto Único 1073 de 2015; Art. [2.2.2.2.1](#)

CAPÍTULO 3.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL.



ARTÍCULO 2.2.2.3.1. CONFORMACIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNO. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, estará conformado por:

1. Un (1) representante del Ministro de Minas y Energía con voz y voto, quien lo preside.
2. Cuatro (4) representantes de los productores con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la producción total de gas del país.
3. Cuatro (4) representantes de los remitentes con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la demanda total de gas del país. (2 de estos deberán representar el sector termoeléctrico).
4. Un (1) representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico con voz y voto.
5. Los representantes de los Sistemas de Transporte de Gas Natural con voz y voto que tengan capacidad superior a 50 Mpcd.

PARÁGRAFO 1o. Los representantes de los productores a razón de uno (1) por cada 25% de la producción total de gas del país, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Los productores podrán ser asociados y/o operadores.
2. Se tomará en cuenta la producción total de Gas Natural, tal y como se definió en el Capítulo I del presente Título.
3. Se contabilizarán las participaciones de cada productor en la producción total así especificada, independientemente de quien haya comercializado la producción respectiva y se ordenará el porcentaje de mayor a menor.
4. Una vez ordenados, serán representantes los cuatro (4) primeros productores.

PARÁGRAFO 3o. Los cuatro (4) representantes de los remitentes, a razón de uno (1) por cada 25% de la demanda total del país, dos (2) de ellos representantes del sector termoeléctrico, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Se tomará en cuenta la demanda total de cada remitente, definida de acuerdo con el Capítulo I del presente Título y se ordenará de mayor a menor.
2. Una vez ordenados, los dos primeros remitentes que sean simultáneamente generadores térmicos serán los representantes del sector térmico. Si el segundo generador en este orden pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará al siguiente mayor generador en la lista perteneciente a un área de influencia diferente a la del primer representante del sector termoeléctrico.
3. Los dos representantes de los remitentes restantes corresponderán a los dos primeros remitentes que no son a su vez generadores térmicos, ordenados de acuerdo con el numeral 1 de este artículo. Si el segundo remitente pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará el siguiente mayor remitente perteneciente a otra área de influencia.

PARÁGRAFO 4o. El Representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, o la entidad equivalente, será el Director de dicha entidad o quien haga sus veces.

PARÁGRAFO 5o. Los representantes del Sistema Nacional de Transporte serán seleccionados de la siguiente forma:

1. Participarán todos aquellos representantes del Sistema Nacional de Transporte que tengan capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.
2. Únicamente serán representantes de los sistemas de transporte los Prestadores del Servicio de Transporte o Transportadores, definidos en Capítulo I del presente Título.
3. La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, certificará, a más tardar el 1o de marzo de cada año, cuáles sistemas de transporte tienen capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

PARÁGRAFO 7o. Ningún agente podrá representar simultáneamente a varias actividades en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.

PARÁGRAFO 8o. Una vez notificados los representantes seleccionados, deben expresar mediante comunicación escrita a la UPME, dentro de los 5 días calendario posteriores, su

aceptación o rechazo a la participación en el CNO para el período correspondiente. En caso de no haber aceptación, la UPME procederá a nombrar un reemplazo, conforme al orden de la lista.

PARÁGRAFO 9o. En caso de que alguno de los representantes de los productores o de los remitentes en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural-CNO comunique por escrito a la Secretaría Técnica que no desea continuar participando en el CNO, esta Secretaría notificará a la UPME, con el fin de que proceda a señalar su reemplazo conforme al orden de la lista, dentro de los siguientes quince (15) días calendario.

(Decreto 2225 de 2000, artículo 2o; parágrafo 5 o Modificado por el Decreto 2282 De 2001, artículo 2o; párrafos 8o y 9o adicionados por el Decreto 2282 de 2001, artículo 3o)



Disposiciones analizadas por Avance Jurídico Casa Editorial Ltda.

Normograma de la Administradora Colombiana de Pensiones - Colpensiones

ISSN 2256-1633

Última actualización: 31 de Marzo de 2019

