

RESOLUCIÓN NÚMERO 102 009 DE 2022

(agosto 5)

por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 152 de 2017 “Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural”.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 1523 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

Uno de los fines de la intervención en los servicios públicos es la prestación continua e ininterrumpida de estos.

Conforme al artículo 11 de la Ley 142 de 1994, es obligación de quienes prestan servicios públicos, asegurar que los mismos se presten de forma continua y eficiente.

De acuerdo con el numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, el servicio público domiciliario de gas combustible es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

El artículo 11 de la Ley 401 de 1997, estableció que todas aquellas actividades distintas a la exploración, explotación y procesamiento de gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994. Asimismo, el párrafo 2° del mencionado artículo estableció que las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, solo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

Es derecho de todas las empresas de servicios públicos, construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos exigidos por la ley a todos los prestadores, como lo garantiza el artículo 28 de la Ley 142 de 1994.

De acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994 y en especial ateniéndose a lo dispuesto en los artículos 15 y 16, las personas jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos, pueden prestar las actividades que integran el servicio público y deberán celebrar todos los actos o contratos tendientes al suministro de los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, a cambio de cualquier clase de remuneración, y por lo tanto están obligadas a constituirse como tal cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en adelante CREG, así lo exija.

La Ley 142 de 1994 obliga a todos los prestadores del servicio a facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos, o que sean grandes usuarios de ellos, a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios; los faculta para celebrar contratos que regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos; y en su defecto, los somete a la servidumbre que puede imponer la CREG para tales efectos.

Según el numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la CREG, regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente. Así mismo dispone que, en este ejercicio la CREG podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

La CREG tiene, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

La CREG debe adoptar las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, con sujeción a los criterios que según dicha ley deben orientar el régimen tarifario. En estas fórmulas se pueden establecer topes máximos y mínimos de tarifas, conforme a los numerales 73.11 y 73.22 del artículo 73 y el artículo 88, todos de la Ley 142 de 1994.

Las fórmulas tarifarias que defina la CREG deben garantizar a los usuarios, a lo largo del tiempo, los beneficios de la reducción promedio de costos en las empresas que prestan el servicio, según exigencia del artículo 92 de la Ley 142 de 1994.

Toda tarifa debe tener un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras, tal y como lo exige el numeral 87.8, del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y aquellas que la han modificado o sustituido, la CREG estableció el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT.

El 26 de mayo de 2015, se profirió el Decreto 1073 de 2015, *Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*.

El artículo 22 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el artículo 2.2.2.2.33 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece que la naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas, para usos distintos al servicio público domiciliario no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible. En el caso de la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario, este deberá someterse a las disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas.

El artículo 2° del Decreto 2100 de 2011, compilado por el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, define la infraestructura de regasificación como el *“conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado”*, así mismo define como agente a los propietarios y/u operadores de la infraestructura de regasificación.

Por su parte, el artículo 29 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el artículo 2.2.2.2.40 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece las condiciones para el acceso a la capacidad de infraestructura de regasificación para la capacidad no utilizada y/o comprometida a los agentes que la requieran, siempre y cuando, se cuente con capacidad disponible y no se interfiera o se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes.

A través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó 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, estableciendo ordenamientos para la identificación, ejecución y remuneración de los proyectos requeridos con este fin.

Para ello, en el artículo 1° del Decreto 2345 de 2015, el cual a su vez modifica el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, define la confiabilidad como *“la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura”* y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como *“la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo”*.

El artículo 4° del Decreto 2345 de 2015, que a su vez adiciona el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece que *“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 artículo 5° del Decreto 2345 de 2015, que a su vez modifica el artículo 2.2.2.2.29 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, delega en la CREG la expedición de la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, la definición de los mecanismos necesarios para el desarrollo de los proyectos por los transportadores o por mecanismos abiertos y competitivos, la metodología de remuneración y las obligaciones de los agentes en la ejecución de proyectos.

Continúa el mencionado artículo y para la definición de las metodologías de remuneración de los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento estableció que la CREG tendría en cuenta los costos de racionamiento, la consideración de cargos fijos y cargos variables y otras variables técnicas que determine en el ejercicio de sus funciones. Asimismo, estableció que 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.

Finalmente, y en relación con el artículo en mención, el párrafo del mismo establece que *“La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”*.

Mediante la expedición de la Resolución 40052 de 2016 por parte del Ministerio de Minas y Energía se desarrolló el artículo 4° del Decreto 2345 de 2015, el cual a su vez modificó el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015.

En el artículo 1° de la Resolución 40052 de 2016 se establecen los elementos que debe contener el estudio técnico que elaborará la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para consideración del Ministerio de Minas y Energía en la adopción del plan de abastecimiento de gas natural. Entre otros elementos, la UPME debe considerar en el estudio técnico: i) la descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, ii) la identificación de los beneficiarios de cada proyecto, iii) el análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas, y iv) indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio. Asimismo, dispone que *“...en el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a*

infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros...”

Mediante la Resolución 40304 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y deroga la Resolución 4 0006 de 2017, mediante la que se había adoptado un Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural. Posteriormente, el Ministerio de Minas y Energía publica la Resolución 40281 de 2022, mediante la que se modifica la fecha de puesta en operación de algunos proyectos relacionados en la Resolución 40304 de 2020, quedando de la siguiente manera los proyectos y las fechas de puesta en operación vigentes:

Número	Proyecto	Año y mes de entrada en operación
i	Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	Quince (15) meses después que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM
ii	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	Dos (2) meses después que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM
iii	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	Treinta y seis (36) meses después de que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM por parte de la CREG
iv	Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barrancabermeja	Treinta y seis (36) meses después de que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM por parte de la CREG
v	Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca	Quince (15) meses después que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM
vi	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	58 meses contados a partir de la selección del inversionista del proyecto al que se refiere el numeral vii siguiente
vii	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico:	58 meses contados a partir de la selección del inversionista de este proyecto. Esta fecha no podrá ser anterior a abril de 2026

Asimismo, el artículo 2° de la misma resolución establece que la UPME será la entidad responsable de aplicar los mecanismos abiertos y competitivos para la ejecución de los proyectos identificados en el artículo 1°, conforme a las reglas que para tal efecto define la CREG.

Mediante la Resolución CREG 107 de 2017 la Comisión estableció los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

En el párrafo 3° del artículo 5° de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que “En Resolución aparte la CREG podrá adoptar regulación complementaria para ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional al establecido en la presente resolución”.

Con base en ello, se expidió la Resolución CREG 152 de 2017, la cual tiene por objeto establecer procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En el artículo 5° de la mencionada resolución se disponía quiénes podían participar en el proceso de selección para la ejecución del proyecto y se observó que la disposición contenida resultó muy restrictiva y en consecuencia se concluyó que podía limitar el número potencial de participantes en el proceso de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Con base en lo anterior se expidió la Resolución CREG 113 de 2018, *Por la cual se modifica el artículo 5° de la Resolución CREG 152 de 2017*”.

La Unidad de Planeación Minero Energético identificó, en el documento “*Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural*” de julio de 2018, la necesidad de incluir un inventario mínimo como parte del almacenamiento de gas natural licuado de los servicios asociados a la planta de regasificación, con el fin de contar con un volumen interno de inventario con el cual se pueda contar en caso de contingencias, como aspecto de

confiabilidad. Se hace necesario incluir el manejo de dicho inventario por parte del adjudicatario y de los agentes que hagan uso del mismo.

Mediante la Resolución CREG 186 de 2020 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, esta Comisión expidió disposiciones relacionadas con los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. La resolución mencionada contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

La Comisión identificó la necesidad de realizar ajustes a algunos de los aspectos contenidos, tanto en la Resolución CREG 107 de 2017, como en la Resolución CREG 152 de 2017, de acuerdo con las características de los proyectos incluidos por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y la introducción de mecanismos que incentiven el cumplimiento de las fechas anticipadas de entrada en operación.

Con base en lo anterior, la CREG expidió la Resolución CREG 128 de 2021 *Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017*.

Mediante la Resolución CREG 175 de 2021, se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

La UPME, a través de la Circular Externa número 059 de 2021, declaró desierta por la no presentación de ofertas, la Convocatoria Pública GN-001 de 2020, que tenía por objeto la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Durante la convocatoria anterior la UPME recibió solicitudes de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica diseñada para presentar propuestas a la Convocatoria Pública UPME GN número 01-2020 por parte de siete (7) interesados.

Mediante comunicación con Radicado CREG E-2022-005571 de mayo 19 de 2022, la UPME envió a la CREG la identificación de aspectos regulatorios relevantes para que en el desarrollo de una nueva convocatoria se culmine de manera exitosa con la adjudicación del proyecto de la IIGP, anexando los documentos con las observaciones a los conceptos regulatorios que considera que se deben aclarar, complementar o ajustar, incluidas sus propuestas.

Con base en lo anterior, se hizo necesario nuevamente hacer una revisión a lo dispuesto tanto en las Resoluciones CREG 107 de 2017 como en la 127 de 2021, así como en las Resoluciones CREG 152 de 2017, 113 de 2018 y 128 de 2021 con el fin de establecer incentivos adicionales para la ejecución oportuna de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía al menor costo posible y compilar la regulación aplicable a los proyectos incluidos en dicho Plan.

Como resultado de la revisión efectuada, la Comisión publicó la resolución CREG 702 005 de 2022 *“Por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017”*, y la Resolución CREG 702 006 de 2022 *Por la cual se modifica hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 152 de 2017”*. Lo anterior con el fin de que los agentes regulados, usuarios, autoridades competentes y demás interesados presentaran sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta.

Sobre la propuesta de la Resolución CREG 702 006 de 2022 se recibieron comentarios de las siguientes entidades que se presentan en la tabla siguiente:

ENTIDAD	RADICADO
Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - Acolgén	E-2022-007004
ECOPETROL	E-2022-007021
Asociación Colombiana de Petróleo y Gas - ACP	E-2022-007116
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural CON Gas	E-2022-007151
TGI S. A. E.S.P.	E-2022-007199
PROMIGÁS S. A. E.S.P.	E-2022-007221
Canacol Energy	E-2022-007223
Empresas Públicas de Medellín E.S.P. - EPM	E-2022-007226
Asociación Colombiana de Gas Natural - NATURGÁS	E-2022-007239
Invercolsa	E-2022-007242
Gases de Occidente - GdO	E-2022-007247

En el Documento CREG 102 007 de 2022, el cual soporta la presente Resolución, se presenta el análisis a los comentarios recibidos sobre la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 702 006 de 2022.

Diligenciado el formulario del que trata el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015, se encontró que la respuesta al conjunto de las preguntas centrales contenidas en el cuestionario resultó negativa y, por ende, no se requiere informar del proyecto de regulación a la Superintendencia de Industria y Comercio.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la Sesión 1187 del 5 de agosto de 2022.

RESUELVE:

Artículo 1°. *Objeto.* Esta resolución tiene por objeto establecer procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 2°. *Ámbito de aplicación.* La presente resolución aplica a los participantes del mercado de gas natural, a los interesados en participar en los procesos de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural. Esta resolución complementa las disposiciones de la Resolución CREG 102 008 de 2022 en lo relacionado con la ejecución de la infraestructura de importación de gas del Pacífico mediante procesos de selección.

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:

Fecha anticipada de entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico: es la fecha en la que se prevé una entrada en operación de manera anticipada a la fecha de entrada en operación establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural del proyecto de infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, aprobada o ajustada por el Ministerio de Minas y Energía o por quien este delegue. Esta fecha no podrá ser anterior a la fecha establecida como referencia para ello en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Fecha anticipada de entrada en operación parcial de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: es la fecha anticipada de entrada en operación con operación parcial de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Gas de talón: Es la cantidad de gas natural licuado necesaria para alcanzar el nivel mínimo operativo de llenado de los tanques de gas licuado (GNL), que es requerido para garantizar la seguridad operativa de la infraestructura de regasificación. Esta expresión se conoce en inglés como “heel gas”.

Gas de operación: Es la cantidad de gas natural necesaria para la operación de la infraestructura de regasificación, tal como la requerida para autogeneración de energía eléctrica y operación general de equipos.

Infraestructura de importación de gas del Pacífico: corresponde a la planta de regasificación del Pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura - Valle del Cauca y al gasoducto desde la Planta de Regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte definido en el numeral 1.2 del artículo 1° de la Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El gasoducto Buenaventura - Yumbo hará parte del SNT.

Inventario mínimo de confiabilidad: cantidad del almacenamiento de gas natural licuado de los servicios asociados a la planta de regasificación, establecido con el fin de contar con un volumen de inventario para su uso en caso de contingencias como aspecto de confiabilidad.

Operación parcial de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: es la prestación del servicio con una capacidad inferior a la capacidad establecida en el PAGN de entrega de gas natural regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo - Valle del Cauca.

Servicios adicionales de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: son los servicios que corresponden a una capacidad adicional a la determinada en los Documentos de Selección del Inversionista, que pueden ser el servicio de descargue y recibo, almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y demás servicios asociados especificados en la descripción del proyecto contenida en los Documentos de Selección del Inversionista elaborados por la UPME.

Usuario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: son aquellos usuarios que podrán contratar los servicios asociados de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, que serán determinados en resolución aparte.

Artículo 4°. *Servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.* El adjudicatario de la planta de regasificación del Pacífico deberá prestar los servicios que defina la UPME en los correspondientes pliegos y que están asociados a este tipo de infraestructura tales como: i) descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de carrotanques de gas natural licuado, v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío, y vi) entrega del gas en el SNT, entre otros.

El adjudicatario del gasoducto Buenaventura - Yumbo, prestará los servicios asociados a infraestructura del SNT, tales como parqueo y transporte de gas.

Estos servicios se prestarán sobre la base del principio del libre acceso y no discriminación. En resolución aparte la Comisión establecerá disposiciones sobre el acceso y uso de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Parágrafo 1°. La infraestructura de importación de gas del Pacífico se complementará con la infraestructura que haga posible el flujo bidireccional de gas en gasoductos del SNT donde sea necesario. La infraestructura necesaria para el flujo bidireccional, y que esté definida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, estará sujeta a las reglas de acceso y pago de servicios que determine la Comisión en resolución aparte.

Parágrafo 2°. En el caso de que la UPME establezca un inventario mínimo de confiabilidad, su utilización será en los términos que determine el Ministerio de Minas y Energía, conforme a lo establecido en el Decreto 1073 de 2015, o el que lo modifique o sustituya.

Ante la ocurrencia de eventos que determinen la aplicación de lo dispuesto en el Capítulo 2 del Título II del Decreto 1073 de 2015, los agentes harán uso del gas disponible del inventario, teniendo en cuenta lo siguiente:

i.) Si en el almacenamiento hay gas natural licuado correspondiente al inventario mínimo de confiabilidad, el gas retirado será repuesto por el agente que lo utilizó en un plazo no mayor a 15 días calendario. Para cumplir lo anterior el agente que utilizó el gas debe reponerlo a través del comercializador del gas natural importado, que será definido en resolución aparte.

ii.) Si agotado el recurso anterior aún se requiriera gas para atender los eventos y en el almacenamiento hay gas natural licuado disponible, el agente propietario de dicho gas lo pondrá a disposición del agente que representa la demanda esencial al precio promedio ponderado de venta de las cantidades de los contratos de suministro no atendidos.

Artículo 5°. *Participantes en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico.* En el proceso de selección que adelante la UPME para la ejecución y operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico podrán participar todas las personas jurídicas interesadas, con excepción de las siguientes:

- a. Productores - comercializadores de gas natural o comercializadores de gas natural importado.
- b. Personas jurídicas con cualquier participación en productores-comercializadores o en comercializadores de gas importado definidos en la Resolución CREG 186 de 2020 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
- c. Personas jurídicas que en su sociedad tengan cualquier participación de productores-comercializadores o comercializadores de gas importado definidos en la Resolución CREG 186 de 2020 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

Parágrafo 1°. Los usuarios no regulados que tengan participación societaria en el adjudicatario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico o viceversa, y requieran importar gas a través de esta infraestructura para su consumo propio, deberán adquirirlo únicamente en el mercado primario cumpliendo las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Parágrafo 2°. Las anteriores disposiciones deberán cumplirse durante el proceso de selección y de construcción y se extenderán durante la operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Artículo 6°. *Obligaciones del adjudicatario.* El adjudicatario deberá responder por las siguientes obligaciones, adicionales a las establecidas en los compromisos adquiridos en los documentos de selección del inversionista y a las establecidas en el artículo 7° de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

a) Tener disponible para la prestación del servicio la infraestructura con las capacidades de la planta de regasificación del Pacífico y del gasoducto Buenaventura - Yumbo, definidas en el artículo 1° de la Resolución 40304 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

b) Liquidar, facturar y recaudar los valores correspondientes a los ingresos por la prestación de los servicios asociados, tanto a la planta de regasificación del Pacífico, como al gasoducto Buenaventura - Yumbo.

c) Recibir el gas natural licuado cuya composición sea tal que, al regasificarlo, permitirá cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. El adjudicatario puede negarse a recibirlo en caso de que el gas natural licuado que se propone recibir, al regasificarlo, no permitirá cumplir con las especificaciones del RUT.

Si verificada la calidad del gas natural licuado objeto de entrega a la planta de regasificación, el adjudicatario no recibe este gas porque encuentra que al regasificarlo no permitirá cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el adjudicatario deberá, mediante comunicación escrita y con el detalle suficiente, informar al agente responsable de entregar el gas a la planta, las razones por las cuales el gas natural licuado no cumple con dichas especificaciones.

Una vez que el adjudicatario entregue la comunicación escrita al agente responsable de entregar el gas a la planta, se entenderá que las especificaciones de calidad que no fueron objetadas en la forma aquí dispuesta permitirán cumplir con lo establecido en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

El agente responsable de entregar el gas a la planta podrá verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario cuando esté inconforme con las objeciones. Esta verificación deberá hacerse mediante una auditoría que será determinada en resolución aparte de la CREG.

Los resultados de la auditoría deberán ser comunicados y analizados con el adjudicatario antes de rendir el informe final. Dicho informe deberá contener conclusiones claras y expresas sobre el cumplimiento de las especificaciones de calidad objeto de la auditoría.

Mientras se desarrolla la auditoría, el adjudicatario no estará obligado a recibir el gas natural licuado del agente responsable de entregar el gas a la planta.

Si el informe de auditoría concluye que el gas natural licuado, al regasificarlo, no permitirá cumplir con las especificaciones de calidad definidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el costo de la auditoría lo asumirá el agente responsable de entregar el gas a la planta.

d) Una vez el adjudicatario reciba el gas natural licuado deberá entregar el gas al SNT cumpliendo con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El transportador en cuyo sistema se inyecte este gas podrá negarse a recibirlo en caso de que no cumpla con estas especificaciones.

e) En el caso de la planta de regasificación del Pacífico, asumir las pérdidas por evaporación de gas (i.e. boil off gas) que se presenten, cuando estas superen el porcentaje de eficiencia que defina la UPME.

f) En el caso de que la UPME establezca un inventario mínimo de confiabilidad de gas natural licuado, llevar una relación diaria del volumen de inventario mínimo de confiabilidad, de las novedades diarias de retiro y devolución que resulten de su uso por los agentes, y de los incumplimientos que se den en la devolución del gas, por parte de los agentes que hayan retirado volúmenes de dicho inventario. Lo anterior en virtud de lo establecido en el parágrafo 2° del artículo 4°.

La información a la que hace referencia el presente literal deberá ser reportada diariamente al gestor del mercado de gas natural, de manera que en el BEC sea una información visible para todas las partes.

g) Cumplir con las demás obligaciones que se definen en la presente resolución.

Parágrafo 1°. Las pérdidas por evaporación de gas (i.e. boil off gas) que se presenten en la planta de regasificación deberán ser asumidas por la demanda hasta el porcentaje ofertado por el adjudicatario.

Parágrafo 2°. Los únicos casos en los que el adjudicatario podrá comprar gas serán para cubrir el gas que requiere para la operación de la infraestructura, gas de empaquetamiento del gasoducto, gas para las pruebas de la infraestructura, gas de talón gas para reponer el gas de evaporación (boil-off gas) y gas para el llenado inicial del inventario mínimo de confiabilidad.

Parágrafo 3°. Las pérdidas de calidad del gas natural licuado por envejecimiento en el almacenamiento no serán responsabilidad del adjudicatario, y su regulación se determinará en resolución aparte.

Artículo 7°. *Ingreso Anual Esperado, IAE*. La oferta económica que entregue el (los) proponente(s) deberá(n) cumplir con lo establecido en el artículo 9° de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

En la oferta económica para la ejecución de la infraestructura de importación de gas del Pacífico el (los) proponente(s) deberá(n) presentar en forma desagregada los valores IAE INVERSIÓN e IAE AOM asociados a cada una de las componentes de la planta de regasificación, necesarias para la prestación de los siguientes servicios: i) descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de cisternas de gas natural licuado, y v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío.

El proponente también deberá presentar en forma desagregada los valores de la oferta económica del gasoducto Buenaventura - Yumbo, incluidos compresores si los hay.

Estos valores serán considerados posteriormente por la CREG, en caso de ser necesario, para la regulación de acceso a los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Artículo 8°. *Remuneración de la infraestructura de importación de gas del Pacífico*. El (los) adjudicatario(s) de la infraestructura de importación de gas del Pacífico recibirá mensualmente la siguiente remuneración: (i) ingresos por la prestación de servicios asociados a esta infraestructura que serán recaudados directamente por el adjudicatario; (ii) el porcentaje de los ingresos por los servicios adicionales que serán recaudados directamente por el adjudicatario, previstos en el artículo 32 de la Resolución CREG 102 008 de 2022; y (iii) el valor de los pagos mensuales que será liquidado, actualizado, facturado, recaudado y transferido por el transportador al adjudicatario como se establece en el artículo 17 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 9°. *Liquidación, facturación y recaudo de ingresos por la prestación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico*. (los) adjudicatario(s) de la infraestructura de importación de gas del Pacífico deberá(n) liquidar, facturar y recaudar mensualmente a cada uno de los usuarios de esta infraestructura el valor de los servicios prestados con esta infraestructura.

Parágrafo 1°. Los ingresos generados por la prestación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico corresponderán a los ingresos de corto plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o en aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 2°. Se excluirán de los ingresos de corto plazo de que trata el numeral (iii) del literal f) del artículo 17 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o en aquellas que lo modifiquen o sustituyan, los valores facturados que no sea posible recaudar y que no queden cubiertos con garantía de cumplimiento debido a las condiciones de la garantía que defina la Comisión.

Parágrafo 3°. Los ingresos generados por la prestación de los servicios adicionales corresponderán a los ingresos de que trata el artículo 33 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o en aquella que lo modifique o sustituya.

Artículo 10. *Suscripción de contratos y garantías de cumplimiento.* Los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico que adquieran los servicios asociados a esta infraestructura deberán suscribir contratos escritos con el adjudicatario y constituir garantías de cumplimiento a favor del adjudicatario. En resolución aparte la Comisión definirá el tipo de garantía y las condiciones de estas garantías.

Parágrafo. Es obligación tanto del adjudicatario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico como de los usuarios que adquieran servicios asociados a esta infraestructura registrar los contratos ante el gestor del mercado de gas natural.

Artículo 11. *Asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.* Los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico serán asignados por el gestor del mercado de gas natural.

En resolución aparte la CREG determinará los procedimientos y reglas que deberán seguir: i) el gestor del mercado de gas natural para asignar los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico; y ii) los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico interesados en adquirir estos servicios.

Parágrafo. Los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico interesados en adquirir servicios asociados a esta infraestructura deberán constituir garantías de seriedad. Los costos de administración de estas garantías estarán a cargo del gestor del mercado. Otras condiciones de la administración de estas garantías las determinará la Comisión en resolución aparte. Los ingresos que se generen por la ejecución de estas garantías harán parte de los ingresos de corto plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 102 008 de 2022.

Artículo 12. *Ingreso regulado por fecha anticipada de entrada en operación de la infraestructura de importación del gas del Pacífico.* El ingreso regulado por cada mes de operación para el período contemplado entre la fecha anticipada de entrada en operación certificada por el auditor del proyecto, y la FPO establecida inicialmente por el Ministerio de Minas y Energía en el PAGN, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se calculará aplicando la siguiente ecuación:

$$IMT_m = (1 + \%adicional) \times IM_1$$

Donde:

IMT_m: Ingreso mensual a pagar durante la operación anticipada del proyecto, en el mes m.

% adicional: Valor del veinticinco por ciento (25%) de incentivo por fecha anticipada de entrada en operación.

IM₁: Valor mensualizado del primer año del **PEP**, que se obtiene de dividir por 12 la suma de los valores de IAE INVERSIÓN e IAE AOM.

Parágrafo 1°. Si la fecha anticipada de entrada en operación no está establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigente, el adjudicatario podrá poner en operación el proyecto comercializando a su riesgo los servicios asociados al proyecto, conforme a las reglas de comercialización que se definen en resolución aparte, y sin recibir los pagos del ingreso regulado establecido anteriormente, hasta la FPO vigente al momento de la adjudicación. A partir de cumplida la FPO tendrá derecho a percibir la remuneración regulada establecida.

Parágrafo 2°. Con el fin de determinar el valor a facturar por parte del adjudicatario a los transportadores, se deberá aplicar lo contemplado en el artículo 17 de la resolución CREG 102 008 de 2022 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 13. *Ingreso regulado durante la operación parcial anticipada de la infraestructura de importación del gas del Pacífico.* El ingreso regulado durante la operación parcial anticipada, por cada mes de operación en el período establecido en el literal d) del artículo 12 de la Resolución CREG 102 008 de 2022 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se calculará, aplicando la siguiente ecuación:

$$IMT_m = (1 + \%adicional) \times \left[\left(\frac{COPYPOP_m}{CDSIV} \right) \times IM_1 \right]$$

Donde:

IMT_m: Ingreso mensual a pagar durante la operación anticipada parcial, en el mes m.

% adicional: Porcentaje del veinticinco por ciento (25%) de incentivo por operación parcial.

COPYPOP_m: Capacidad puesta en operación parcial para entrega de gas natural regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo - Valle del Cauca, en el mes m, dado en MPCD.

CDSIY: Capacidad de regasificación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, de acuerdo con la establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, dada en MPCD.

IM1: Valor mensualizado del primer año del PEP, que se obtiene de dividir por 12 la suma de los valores IAE INVERSIÓN e IAE AOM.

Parágrafo 1°. Si la fecha anticipada de entrada en operación no está establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el adjudicatario podrá poner en operación el proyecto comercializando a su riesgo los servicios asociados al proyecto, conforme a las reglas de comercialización que se definen en resolución aparte, y sin recibir los pagos del ingreso regulado establecido anteriormente, hasta la FPO vigente al momento de la adjudicación. A partir de cumplida la FPO tendrá derecho a percibir la remuneración regulada establecida

Parágrafo 2°. Con el fin de determinar el valor a facturar por parte del adjudicatario a los transportadores, se deberá aplicar lo contemplado en el artículo 17 de la Resolución CREG 102 008 de 2022 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 3°. Para efectos de reconocimiento de ingreso regulado por operación parcial, la fecha de puesta en operación parcial certificada por el auditor del proyecto no podrá ser posterior a la fecha señalada en el literal c) del numeral vii) del numeral 1.2 del artículo 1° de la Resolución 40304 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 4°. Durante la operación parcial, para la entrega de gas regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo - Valle del Cauca, el adjudicatario podrá utilizar modos de transporte de gas diferentes al transporte por gasoducto. El costo de ello será asumido con base en el ingreso regulado establecido para la operación parcial.

Parágrafo 5°. El adjudicatario solicitará a la UPME un concepto sobre su propuesta de entrada en operación parcial anticipada, de acuerdo con el procedimiento que dicha entidad establezca para ese fin. Con base en lo anterior, el auditor deberá certificar el cumplimiento de dichos procedimientos características y el valor de la capacidad puesta en operación parcial establecida en la ecuación anterior.

Artículo 14. *Compensaciones por indisponibilidad.* El valor de las compensaciones por indisponibilidad de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, que se establece en el literal b) del artículo 18 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, se determinará de la siguiente manera en el caso de que se presente una fecha anticipada de entrada en operación, ya sea parcial o total. En todo caso deberá tenerse en cuenta lo contemplado en los literales a), c), d), e), f) y g) de dicho artículo:

- 1) En el evento de haberse cumplido con una fecha anticipada de entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico:

El adjudicatario informará al transportador responsable del recaudo de la porción del IAE del sistema de transporte t que atiende beneficiarios del proyecto, el valor de indisponibilidad en el mes m de prestación del servicio. Este valor lo calculará con base en la siguiente ecuación

$$COP_m = (1 + \%adicional) \times IM_1 \times \sum_{i=1}^D COPYPI_i \times \left(\frac{1}{D \times CDSIY} \right)$$

Donde:

COP_m: Valor de las compensaciones por indisponibilidad durante el mes, de la Infraestructura de Importación del Gas del Pacífico. Este valor estará expresado en pesos.

%adicional: Valor del veinticinco por ciento (25%) de incentivo por fecha anticipada de entrada en operación.

IM1: Valor mensualizado del primer año del período estándar de pagos, que se obtiene de dividir por 12 la suma de los valores de los componentes del IAE INVERSIÓN y del IAE AOM.

COPYPI_i: Máxima capacidad indisponible de la capacidad para entrega de gas natural regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el municipio de Yumbo - Valle del Cauca, durante el día i del mes m, dada en MPCD.

CDSIY: Capacidad de regasificación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, de acuerdo con la establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, dada en MPCD.

D: Número de días del mes m.”.

- 2) En el evento de haberse cumplido con una fecha anticipada de entrada en operación parcial de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, se calculará de la siguiente manera:

$$COP_m = (1 + \%adicional) \times IM_1 \times \left(\frac{COPYPOP_m}{CDSIY} \right) \times \sum_{i=1}^D COPYPOPI_i \times \left(\frac{1}{D \times COPYPOP_m} \right)$$

Donde:

COP_m: Valor de las compensaciones por indisponibilidad durante la operación parcial en el mes , del proyecto de infraestructura de regasificación del gas del Pacífico. Este valor estará expresado en pesos.

%adicional: Valor del veinticinco por ciento (25%) de incentivo por fecha anticipada de entrada en operación.

IM₁: Valor mensualizado del primer año del período estándar de pagos, que se obtiene de dividir por 12 la suma de los valores de los componentes del IAE INVERSIÓN y del IAE AOM.

COPYOPO_m: Capacidad puesta en operación parcial para entrega de gas natural regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo - Valle del Cauca, en el mes m, dado en MPCD

CDSIY: Capacidad de regasificación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, de acuerdo con la establecida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, dada en MPCD.

COPYPOPI: Máxima capacidad indisponible de la capacidad puesta en operación parcial para entrega de gas natural regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el municipio de Yumbo- Valle del Cauca, durante el día i del mes m, dada en MPCD.

D: Número de días del mes m.

Artículo 15. *Servicios adicionales*. Valor del componente PSA. El valor a utilizar en los cálculos establecidos en el Anexo 4 de la Resolución CREG 102 008 de 2022 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, será del diez por ciento (10%).

Artículo 16. *Comercialización del GNL requerido para la puesta en operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico*. El gas natural licuado requerido para la puesta en operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico deberá ser suministrado por el adjudicatario, y de manera excepcional, podrá ser comercializado por el propio adjudicatario o quien él designe para tal fin.

Los ingresos provenientes de la comercialización del gas requerido para la puesta en operación, se considerarán como ingresos de corto plazo, ICCPAGN,m,t, para efectos del cobro a los transportadores y a los beneficiarios del proyecto, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG 102 008 de 2022 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 17. *Vigencia*. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga las Resoluciones CREG 152 de 2017, 113 de 2018 y 128 de 2021.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 5 de agosto de 2022.

El Presidente,

Miguel Lotero Robledo,
Viceministro de Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Jorge Alberto Valencia Marín.
(C. F.).