



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 128 DE 2021

(30 AGO. 2021)

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

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.*

A través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 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.

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, Decreto 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. Así mismo, 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.

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

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 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 Parágrafo 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 lo anterior, 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.

Por su parte, la anterior resolución fue ajustada por parte de la Resolución CREG 113 de 2018, en relación con lo dispuesto en el Artículo 5 respecto a los participantes en el proceso de selección para la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

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.

En cumplimiento de lo previsto en el Decreto 2345 de 2015, que adiciona el Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 40304 de 2020, adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019 – 2028, y derogó la Resolución 4 0006 de 2017.

En el numeral 1.2 del artículo 1 de la Resolución 40304 de 2020 se incluye la fecha de entrada de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, así:

Número	Proyecto	Año y mes de entrada en operación
vii	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	58 meses contados a partir de la selección del inversionista de este proyecto.

M

2

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

El Artículo 2 de la resolución en mención establece que la CREG incluirá en la regulación a la que se refiere el artículo 2.2.2.2.29 y siguientes del Decreto 1073 de 2015, mecanismos para incentivar el cumplimiento de fechas anticipadas de entrada en operación de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

La Comisión ha identificado 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.

Mediante la Resolución CREG 007 de 2021 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general *“Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017”*”.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010, este último compilado por el Decreto 1074 de 2015, mediante la comunicación S-2021-003129 del 21 de julio de 2021, la Comisión informó a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de la Resolución CREG 007 de 2021.

De igual manera, mediante la Circular CREG 044 de 2021, La Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, informó que mediante radicados SIC 21-288256 y CREG S-2021-003129 de 21 de julio de 2020, se envió para concepto de abogacía de la competencia el proyecto de resolución respectivo.

En la comunicación con radicado CREG E-2021-008966 de agosto 6 de 2021, la SIC emitió su concepto sobre la propuesta regulatoria puesta a su consideración.

En su concepto, la SIC recomendó a la Comisión:

1. *Incluir los aspectos señalados en el numeral 5.1 del presente concepto en los considerandos de ambos Proyectos y en el articulado de estos, según corresponda.*

Esos comentarios, señalados en el numeral 5.1 que se titula “sobre las posibles asimetrías de información”, en relación con lo que comprende la presente resolución, hacen referencia a:

a) *El artículo 7 que adiciona el artículo relacionado con el “Ingreso regulado por fecha anticipada de entrada en operación de la infraestructura de importación del gas del pacífico” a la Resolución CREG 152 de 2017; estable dentro de la ecuación para calcularlo, un término denominado “% adicional” el cual se describe como un porcentaje de incentivo por fecha anticipada de entrada en operación del veinticinco por ciento (25%). Nota esta Superintendencia que el valor asignado a este incentivo por la entrada en operación anticipada no se encuentra debidamente justificado desde el punto de vista técnico.*

AM

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

*En el documento soporte²¹, específicamente en el numeral 8.3, la CREG menciona que “el porcentaje del incentivo **se eleva** al 25% en consideración a comentarios recibidos e información adicional utilizada por la Comisión en la estimación de dicho porcentaje. Para este incentivo es claro que el proyecto debe estar culminado al 100%” pero no describe cuál fue la información adicional usada para su estimación, así como para su aumento. Lo mismo sucedió con la fórmula establecida para calcular el “Ingreso regulado durante la operación parcial anticipada, por cada mes de operación” la cual establece también un porcentaje del veinticinco por ciento 25% de incentivo por operación parcial.*

Comentario CREG. Frente a la presunta asimetría de información que plantea la SIC, en opinión de la CREG no corresponde, en la medida en que el porcentaje de incentivo para el adelanto de la fecha de entrada en operación del proyecto es la información que tendrá cualquiera de los interesados en participar en el proyecto correspondiente, en forma previa a la presentación de su oferta a la UPME. Adicionalmente, es una opción voluntaria que no se declara en las ofertas, ni se tiene en cuenta para la selección del adjudicatario por parte de dicha entidad.

La forma de cálculo del respectivo porcentaje será acorde con las particularidades de cada proyecto y siempre siguiendo, entre otros, los criterios de cálculo que se adicionan en el Artículo 12 de resolución que modifica la Resolución CREG 107 de 2017.

Se entiende que el adjudicatario, durante el desarrollo del proyecto, evaluará si propone la opción de entrada anticipada, para lo cual necesitará conocer que remuneración tendría, la cual incluye el porcentaje del IAE, frente a las inversiones, gastos AOM adicionales y riesgos. Esto implica que no es necesario para los oferentes conocer el origen del porcentaje, sino cuál es el porcentaje.

b) El artículo 9 que adiciona a la Resolución CREG 152 de 2017 el valor de las compensaciones por indisponibilidad de la infraestructura de importación de gas del Pacífico establece una ecuación para calcular las compensaciones por indisponibilidad, en el evento de haberse cumplido con una fecha anticipada de entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. En dicha fórmula no se describen los siguientes elementos: IM_1 , $COPYPI_i$, D y $COPYP$.

Por su parte, en la fórmula para calcular las compensaciones por indisponibilidad en el evento de haberse cumplido con una fecha anticipada de entrada en operación parcial de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, tampoco se describen los elementos: %adicional, IM_1 , $COPYP_m$, $CDSIY$ Y $COPYPOP_m$.

Comentario CREG. Frente a lo aquí manifestado por la SIC, en la presente resolución se efectúa el ajuste solicitado sin afectar la fórmula de cálculo.

c) El artículo 10 que adiciona el valor de los servicios adicionales al artículo 16 de la Resolución CREG 152 de 2017 y que se titula: “Servicios adicionales. Valor del componente PSA”; establece que el valor a utilizar en los cálculos descritos en el anexo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, será del diez por ciento (10%). Se observa que no se describe la justificación técnica correspondiente al establecimiento de este porcentaje.

M

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

Comentario CREG. Frente a la presunta asimetría de información que plantea la SIC, en opinión de la CREG no corresponde, en la medida en que el porcentaje de los servicios adicionales del proyecto es la información que tendrá cualquiera de los interesados en participar en el proyecto correspondiente, en forma previa a la presentación de su oferta a la UPME, que no será criterio a tener en cuenta para la selección del adjudicatario por parte de dicha entidad.

La forma de cálculo del respectivo porcentaje será acorde con las particularidades de cada proyecto y para ello se tendrán en cuenta, entre otros, los aspectos mencionados en el documento de soporte que acompaña la presente resolución.

Se entiende que el adjudicatario evaluará si propone el desarrollo de servicios adicionales para lo cual necesitará conocer qué pagos a los beneficiarios tendría, frente a las inversiones, gastos AOM adicionales y riesgos. Esto implica que no es necesario para los oferentes conocer el origen del porcentaje, sino cuál es el porcentaje.

2. Analizar la conveniencia de someter a observaciones de terceros interesados los aspectos incluidos en ambos Proyectos con el fin de eliminar las asimetrías de la información señaladas en el numeral 5.1 del presente concepto.

La Comisión no considera necesario someter a consulta los aspectos planteados por la SIC en el numeral 5.1 de su concepto, en consideración a las respuestas dadas en la recomendación 1 anterior.

De esta manera, de parte de la Comisión se atendieron y analizaron las recomendaciones presentadas por la SIC, y se incluyen los ajustes que consideró pertinentes en la presente resolución. Adicionalmente, en el documento soporte de la presente resolución se hará el pronunciamiento adicional realizado por la SIC en relación con los puntos que se llaman la atención.

Según lo previsto en el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, y en el Decreto 1078 de 2015, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente.

En el Documento CREG 106 de 2021, 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 007 de 2021.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión 1119 del 30 de agosto de 2021.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Modifíquese la definición de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, contenida en el Artículo 3 de la Resolución CREG 152 de 2017, la cual quedará así:

M

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

“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”.

Artículo 2. Adiciónense las siguientes definiciones al Artículo 3 de la Resolución CREG 152 de 2017, así:

“Fecha anticipada de entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico: es la fecha en la que se prevé la 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 solamente se puede dar a más tardar en la fecha de entrada en operación anticipada establecida 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.”

“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 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”.

Artículo 3. Adiciónese el Parágrafo 2 al Artículo 4 de la Resolución CREG 152 de 2017, el cual quedará así:

“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

M

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

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 la infraestructura del SNT, tales como parqueo y transporte de gas natural.

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 natural del Pacífico.

Parágrafo 1. *Para la prestación de los servicios descritos en este artículo debe tenerse en cuenta que 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 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, el 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 4. *Modifíquese el literal f) y el parágrafo 2, y adiciónense los literales g) y h) al Artículo 6 de la Resolución CREG 152 de 2017, el cual quedará así:*

"Artículo 6. Obligaciones del adjudicatario. *El (los) adjudicatario(s) deberá(n) 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 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.*

AM

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

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, cumpla 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, al regasificarlo, no cumpla 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 cumple 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 cumplen 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 realice una firma o persona natural seleccionada de una lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, en adelante CNO-Gas.

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 cumple 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.

Si el informe de la auditoría concluye que el gas natural licuado, al regasificarlo, sí cumple con las especificaciones de calidad definidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el adjudicatario deberá recibir el gas natural

AM

8

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

licuado del agente responsable de entregar el gas a la planta, y este último trasladará al adjudicatario el costo de la auditoría, sin perjuicio de la responsabilidad que le pueda caber al adjudicatario por haber rechazado el recibo del gas natural licuado en la planta de regasificación.

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 de eficiencia que defina la UPME.*

Parágrafo 2. *Los únicos casos en los que el adjudicatario podrá comprar gas serán para cubrir el gas que requiere para la operación, para cubrir pérdidas y 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.*

Parágrafo 4. *El CNO-Gas, de manera oportuna, deberá elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas natural licuado y gas natural a ser inyectado en plantas de regasificación, y en sistemas de transporte por tubería. De esta lista, el agente responsable de entregar el gas en la planta selecciona la firma o persona que verifica las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario.*

Parágrafo 5. *En caso de ser necesario, el CNO-Gas elaborará un protocolo que deberán seguir las firmas o personas que verificarán las especificaciones de calidad del gas natural licuado que objete el adjudicatario”.*

JM

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

Artículo 5. Modifíquese el Artículo 8 de la Resolución CREG 152 de 2017, el cual quedará así:

“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 33 de la Resolución CREG 107 de 2017; 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 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan”.

Artículo 6. Adiciónese el párrafo 3 al Artículo 9 de la Resolución CREG 152 de 2017, el cual quedará así:

“Artículo 9. Liquidación, facturación y recaudo de ingresos por la prestación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico. El (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 107 de 2017, 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 107 de 2017, 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 107 de 2017, o en aquella que lo modifique o sustituya”.

Artículo 7. Adiciónese el siguiente artículo a la Resolución CREG 152 de 2017, así:

“Artículo 13. 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, y la fecha de puesta en operación establecida por el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 12 de la Resolución CREG 107 de 2017 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se calculará aplicando la siguiente ecuación:

M

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

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

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.

IM_1 : Valor mensualizado del primer año del período estándar de pagos, que se obtiene de dividir por 12 el valor del IAE total del adjudicatario para el primer año del PEP.”

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 sin recibir los pagos mencionados anteriormente hasta la FPO.

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 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 8. Adiciónese el siguiente artículo a la Resolución CREG 152 de 2017, así:

“Artículo 14. 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 107 de 2017 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se calculará, aplicando la siguiente ecuación:

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

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.

an

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

IM₁: Valor mensualizado del primer año del período estándar de pagos, que se obtiene de dividir por 12 el IAE adjudicado del primer año del PEP.

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 sin recibir los pagos mencionados anteriormente, hasta la FPO.*

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 107 de 2017 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 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.*

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 y características y el valor de la capacidad puesta en operación parcial establecida en la ecuación anterior.”*

Artículo 9. Adiciónese el siguiente artículo a la Resolución CREG 152 de 2017, así:

“Artículo 15. 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 107 de 2017, 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) y e) 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

AM

R

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

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

Donde:

COP_m : Valor de las compensaciones por indisponibilidad durante el mes m , 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.

IM_1 : Valor mensualizado del primer año del período estándar de pagos, que se obtiene de dividir por 12 el valor del IAE total del adjudicatario para el primer año del PEP.

$COPYPI_i$: 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:

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

Donde:

COP_m : Valor de las compensaciones por indisponibilidad durante la operación parcial en el mes m , 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.

IM_1 : Valor mensualizado del primer año del período estándar de pagos, que se obtiene de dividir por 12 el valor del IAE total del adjudicatario para el primer año del PEP.

$COPYPOP_m$: Capacidad puesta en operación parcial para entrega de gas natural regasificado al Sistema Nacional de Transporte en un

Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017

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_i: 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 10. Adiciónese el siguiente artículo a la Resolución CREG 152 de 2017, así:

“Artículo 16. Servicios adicionales. Valor del componente PSA. *El valor a utilizar en los cálculos establecidos en el anexo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, será del diez por ciento (10%).”*

Artículo 11. Adiciónese el siguiente artículo a la Resolución CREG 152 de 2017, así:

“Artículo 17. 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, $ICC_{PAGN,m,t}$, 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 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.”

Artículo 12. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a **30 AGO. 2021**



DIEGO MESA PUYO

Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo