



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 007 DE 2021

(05 FEB. 2021)

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"

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:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, así como de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, el cual ha sido compilado por el Decreto 1078 de 2015, y la Resolución CREG 039 de 2019, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1078 del 05 de febrero de 2021, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se hacen unos ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017".

Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades locales municipales y departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta dentro de los 10 días hábiles siguientes a la publicación de la propuesta en la página web de la CREG.

AM

R

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"

Artículo 3. Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse en el formato Excel adjunto a la presente resolución, al Director Ejecutivo de la Comisión, a la siguiente dirección: Avenida Calle 116 No. 7-15, Edificio Torre Cusezar, Interior 2, Oficina 901 o al correo electrónico creg@creg.gov.co.

Artículo 4. La presente Resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a **05 FEB. 2021**



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

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"

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

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 las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y 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, 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 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.

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.

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 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 Energética 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 en mención 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.

El Artículo 2 de la resolución en mención, establece que la CREG incluirá en la regulación a la que se refiere el artículo 2.2.2.29 y siguientes del Decreto 1073 de 2015, mecanismos para incentivar el cumplimiento de fechas anticipadas de entrada en operación de todos los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

AM

2

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"

La Comisión ha identificado la necesidad de realizar ajustes a algunos de los aspectos contenidos, tanto en la Resolución CREG 107 de 2017, así 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.

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:

"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 ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo – Valle del Cauca, definidos 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 puesta en operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: *es la fecha en la que, de manera anticipada a la fecha de puesta en operación establecida por el Ministerio de Minas y Energía, el proyecto es puesto en operación. Esta fecha anticipada no podrá ser posterior a diciembre de 2024".*

"Fecha de puesta en operación parcial de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: *es la fecha en la que, de manera anticipada a la fecha de puesta en operación establecida por el Ministerio de Minas y Energía, el proyecto es puesto en operación parcial. Esta fecha no podrá ser posterior a diciembre de 2024".*

"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 interno de inventario en caso de contingencias como aspecto de confiabilidad".*

"Operación parcial de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: *es la prestación del servicio en una capacidad inferior a la capacidad de regasificación del proyecto estipulada en los documentos de selección del inversionista".*

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"

"Servicios adicionales de la infraestructura de importación de gas del pacífico: son los servicios adicionales que pueden ser el servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y/o servicios asociados de la infraestructura de importación de gas del pacífico, que se prestan en una capacidad superior a la estipulada en los documentos de selección del inversionista".

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 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, para brindar confiabilidad ante contingencias con el fin de atender la demanda de gas de los usuarios en los términos que determine el Ministerio de Minas y Energía, la cantidad de gas que eventualmente se retire en un día calendario, deberá ser devuelta por el agente que la tomó, en los plazos máximos siguientes, contados después del día calendario en que se realiza el retiro del inventario: i.) En un término no superior a 3 días calendario, dado el caso de que la planta de regasificación cuente con un almacenamiento de inventario físico por encima del inventario mínimo, que sea por lo menos igual a 2 veces la cantidad total de gas retirado; ii.) Si no se cuenta con la condición de disponibilidad del inventario físico del subnumeral anterior, o el gas que se retire es directamente del inventario mínimo, el agente tendrá diez días calendario para su reposición. Si no se cumple por el agente la obligación de devolución del retiro realizado, el responsable de recuperar el inventario mínimo en un término no superior a 10 días calendario contados a partir del plazo máximo dado al agente que retiró el gas, quien facturará a los comercializadores que incumplieron, el ciento cincuenta por ciento (150%) del costo del gas de

AM

J

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"

reposición y de las actividades adicionales en que haya incurrido el adjudicatario para dicha adquisición. La diferencia entre el valor facturado por el adjudicatario y los costos incurridos en la adquisición del gas, será considerada como parte de sus ingresos de corto plazo".

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 y a las establecidas en el artículo 7 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.*

a) Tener disponible para operación la infraestructura con las capacidades nominales de la planta de regasificación del Pacífico y del gasoducto Buenaventura – Yumbo, definidas en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

b) Liquidar, facturar y recaudar de manera independiente 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

A-1

R

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"

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 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 define la UPME.

f) En el caso de que la UPME establezca un inventario mínimo de almacenamiento de gas natural licuado, llevar una relación diaria del volumen de almacenamiento del inventario mínimo, 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.

g) Recuperar el inventario mínimo dado el caso que el agente inicialmente responsable para ello no lo haga en los plazos establecidos en el parágrafo 2 del artículo 4 de esta resolución.

h) 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 define 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 y para cubrir pérdidas y el gas que requiere para entregar inicialmente el inventario mínimo de almacenamiento y su mantenimiento de acuerdo con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 4.*

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"

Parágrafo 3. *El gas natural licuado que suministre el agente responsable de entregar gas a la planta de regasificación deberá tener una composición tal que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.*

Parágrafo 4. *El CNOG 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 CNOG elaborará un protocolo que deberán seguir las firmas o personas que verificarán las especificaciones de calidad del gas natural licuado que objete el adjudicatario".*

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.) la cuota parte de los ingresos por los servicios adicionales que serán recaudados directamente por el adjudicatario, previstos en el Artículo 14 de la Resolución CREG 006 de 2021 en consulta, el cual adiciona el Artículo 33 a la Resolución CREG 107 de 2017 ; y iii) el valor de los pagos mensuales que será liquidado, actualizado, facturado, recaudado y transferido 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 parágrafo 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 aquellas que la modifiquen o sustituyan.*

Parágrafo 2. *Se excluirán de los ingresos de corto plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, los valores facturados que no sea posible recaudar y*

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”

que no queden cubiertos con garantía de cumplimiento debido a las condiciones de la garantía que define la Comisión.

Parágrafo 3. Los ingresos generados por la prestación de los servicios adicionales corresponderán a los ingresos de que trata el Artículo 14 de la Resolución CREG 006 de 2021 en consulta, el cual adiciona el Artículo 33 a la Resolución CREG 107 de 2017.”.

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

“Artículo 13. Ingreso regulado por fecha anticipada de puesta en operación de la infraestructura de importación del gas del pacífico. El ingreso regulado por cada mes de operación para el período entre la fecha anticipada de puesta en operación, antes de diciembre de 2024, y la fecha de puesta en operación establecida por el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con el Artículo 12 de la Resolución CREG 107 de 2017 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se calculará, como resultado de aplicar la siguiente ecuación:

$$IROP_m = (1 + \%IADIC) \times IM_1$$

Donde:

IROP_m: Ingreso regulado durante la operación anticipada del proyecto, en el mes m.

%IADIC: Porcentaje del 8% de incentivo por fecha anticipada de puesta en operación.

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

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

“Artículo 14. Ingreso regulado durante la operación parcial de la infraestructura de importación del gas del pacífico. El ingreso regulado por cada mes de operación parcial, cuyo inicio debe ser antes de diciembre de 2024, para 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, de acuerdo con lo establecido en el Parágrafo 4 de dicho artículo, como resultado de aplicar la siguiente ecuación:

$$IROP_m = (1 + \%IADIC) \times \left[\left(\frac{COPYP_m}{CDSIY} \right) \times IM_1 + \left(\frac{COPSDU_m}{CDSR + CDSIBR} \right) \times IM_{DRAR1} + \left(\frac{COPCT_m}{CDSICT} \right) \times IM_{c1} \right]$$

Donde:

IROP_m: Ingreso regulado durante la operación parcial, en el mes m.

%IADIC: Porcentaje del 8% de incentivo por operación parcial.

AM

R

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”

COPYP_m: Capacidad puesta en operación parcial para entrega de gas natural 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, dada en MPCD.

CDSIY: Capacidad de transporte del gasoducto desde la planta de regasificación del Pacífico hasta el Sistema Nacional de Transporte en Yumbo, establecida en los documentos de selección del inversionista, dada en MPCD.

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

CDSR: Capacidad de regasificación, establecida en los documentos de selección del inversionista, dada en MPCD.

CDSIBR: Capacidad de regasificación para entrega a sistemas de distribución local o usuarios no regulados, establecida en los documentos de selección del inversionista, dada en MPCD.

COPSDU_m: Capacidad puesta en operación parcial para entrega en Buenaventura de gas natural regasificado a gasoductos de conexión de sistemas de distribución local o usuarios no regulados, en condiciones RUT, en el mes m, dada en MPCD.

IM_{DRAR1}: Suma del valor del IAE mensualizado del primer año del PEP, declarados en la oferta adjudicada para el descargue y recibo de gas natural licuado, almacenamiento de gas natural licuado y regasificación.

COPCT_m: Capacidad puesta en operación parcial para carga de carrotanques de gas natural licuado, dada en m³/hora.

CDSICT: Capacidad de carga de carrotanques de gas natural licuado, establecida en los documentos de selección del inversionista, dada en m³/hora.

IM_{C1}: Suma del valor del IAE mensualizado del primer año del PEP, declarados en la oferta adjudicada para la carga de carrotanques de gas natural licuado.

Parágrafo: *El auditor deberá certificar los valores de las capacidades puestas en operación parcial establecidas en la ecuación anterior.”*

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

“Artículo 15. Compensaciones por indisponibilidad Factor de indisponibilidad. *El valor de las compensaciones por indisponibilidad de la infraestructura de importación de gas del Pacífico en el evento de presentarse operación parcial de dicho proyecto, de acuerdo con lo contemplado en el literal a) y en el literal b) del Artículo 18 de la Resolución CREG 107 de 2017 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se calculará de la siguiente manera:*

AT

2

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”

$$COP_{SPAG,m} = \left[(1 + \%IADIC) \times \left[\left(\frac{COPYP_m}{CDSIY} \right) \times IM_1 \times \left(\sum_{i=0}^D \left(\frac{COPYPI}{COPYP_m} \right)_i \times \left(\frac{1}{D} \right) \right) + \left(\frac{COPSDU_m}{CDSR + CDSIBR} \right) \times IM_{DRAR1} \times \left(\sum_{i=0}^D \left(\frac{COPSDUI}{COPSDU_m} \right)_i \times \left(\frac{1}{D} \right) \right) + \left(\frac{COPCT_m}{CDSICT} \right) \times IM_{C1} \times \left(\sum_{i=0}^D \left(\frac{COPCTI}{COPCT_m} \right)_i \times \left(\frac{1}{D} \right) \right) \right] \right]$$

Donde:

COP_{SPAG,m}: Valor de las compensaciones por indisponibilidad durante el mes *m*, del proyecto de infraestructura de regasificación del gas del Pacífico. Este valor estará expresado en pesos actualizados y liquidados como se dispone en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la Resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

COPYPI: Máxima capacidad indisponible de la capacidad puesta en operación parcial de entrega de gas al Sistema Nacional de Transporte en un punto de entrega ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo – Valle del Cauca, durante el día *i* del mes *m*, dada en MPCD.

COPSDUI: Máxima capacidad indisponible de la capacidad puesta en operación parcial para entrega de gas natural regasificado a gasoductos de conexión de sistemas de distribución local o usuarios no regulados, en condiciones RUT, durante el día *i* del mes *m*, dada en MPCD.

COPCTI: Máxima capacidad indisponible de la capacidad puesta en operación parcial para carga de carrotanques de gas natural licuado, dada en m³/hora.

D: Número de días del mes *m*.”

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

“Artículo 16. Comercialización del LNG 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.”

AM

J

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"

Artículo 11. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del Proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo