



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 175 DE 2021

(08 OCT. 2021)

Por la cual 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 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 2253 de 1994, 1260 de 2013, 2255 de 2015 y,

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que “los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”. Así mismo, estipula que “(l)os servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios (...)”.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14, numeral 14.28, de la Ley 142 de 1994, la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible.

Es derecho de todas las empresas 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.

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, para lo cual deben sujetarse a la Ley 142 de 1994 en sus actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a

M

R

Por la cual 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

otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, y están obligadas a constituirse en empresas de servicios públicos cuando la Comisión así lo exija, como está previsto en dicha Ley, como lo prevén los artículos 15 y 16 de la Ley 142 de 1994.

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.

De acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994, le corresponde a la Comisión ejercer la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes 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, para lo cual puede, entre otras, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado, conforme a los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994.

La Ley 401 de 1997 establece que el gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, se regirá por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994, con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público domiciliario.

La Comisión debe establecer 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, para lo cual puede establecer topes máximos y mínimos de tarifas, conforme a los artículos 73.11, 73.22 y 88 de la Ley 142 de 1994. Así mismo, la definición de estas tarifas debe considerar los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y la aplicación de estos de acuerdo con cada actividad sujeta a regulación, al igual que no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente por parte de las empresas.

Los numerales 87.1 y 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 definen los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera así:

“87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas

Ar

R

Por la cual 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

deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

87.4. Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.”

Las fórmulas tarifarias que defina la Comisión 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, como lo exige el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994. Por mandato legal, las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de por lo menos cinco años, o hasta que la Comisión defina unas nuevas.

En la definición de las fórmulas tarifarias, la Comisión debe tener en cuenta las condiciones preexistentes de la actividad sujeta a regulación para dicha definición, como son los costos eficientes de los activos existentes en operación, las características de los mercados atendidos y las condiciones de operación del servicio, así como de aquellas que le son propias, en este caso, para la actividad de transporte de gas natural; y otras sobrevinientes durante el período de vigencia de la fórmula, y que por autorización legal pueden incorporarse, principalmente, aquellas que se relacionan con los gastos de administración, operación y mantenimiento, incluyendo los costos de la expansión, las variaciones en los índices de precios, el riesgo de negocios comparables, el aumento en los factores de productividad, las innovaciones tecnológicas y la reducción promedio de los costos, entre otros. Igualmente, allí se deben considerar los lineamientos legales y reglamentarios a los que se sujeta la regulación.

El período de vigencia de las metodologías y fórmulas tarifarias previsto por la Ley 142 de 1994 busca la estabilidad en los criterios, variables y esquemas a través de los cuales se calculan las tarifas aplicables a los usuarios, y dar señales estables de inversión para garantizar la prestación continua del servicio y la ampliación de la cobertura por parte de las empresas.

El ejercicio de las facultades regulatorias previstas en los artículos 73 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, incluidas aquellas en materia tarifaria, debe entenderse como un mecanismo de intervención del Estado en la economía, a fin de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, y el buen funcionamiento del mercado, entre otros, por lo cual, estas facultades deben atender los fines constitucionales y legales que persigue la prestación de los servicios públicos domiciliarios regulados en dicha Ley.

Por la cual 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 regulación corresponde entonces a una actividad continua y permanente, la cual comprende el seguimiento de la evolución del sector y la actividad correspondiente, y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados, tanto para orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso, fines que están previstos en la Ley 142 de 1994, así como en los decretos mediante los cuales el Gobierno Nacional define los lineamientos de política para el sector regulado, y, también, para permitir el flujo de la actividad socio-económica respectiva.

De esto hace parte el seguimiento del comportamiento de los agentes, así como la evaluación y el análisis de la forma en que se remuneran estas actividades, a fin de orientar sus conductas y establecer mecanismos que garanticen la aplicación de los criterios previstos en materia tarifaria, dentro de los fines perseguidos en materia de servicios públicos de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994.

En este sentido, la aplicación de los criterios en materia tarifaria, así como su aplicación armónica con los principios constitucionales¹ y legales² en materia de servicios públicos, implica que debe existir una convergencia y equilibrio entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos, como aquellos intereses de las empresas en relación con la competencia, la iniciativa privada y la libertad de empresa. Por tanto, esta convergencia y el equilibrio que se debe generar, entre otros, a través de los mecanismos regulatorios definidos por esta Comisión, los cuales deben garantizar el equilibrio entre la libertad económica (incentivo económico), la promoción de intereses colectivos concretos y la prestación de servicios públicos, es decir, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas.

La Comisión estableció el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, mediante la Resolución CREG 071 de 1999, la cual ha sido modificada, adicionada y complementada, entre otras, por las resoluciones CREG 084 de 2000, 028 de 2001, 102 de 2001, 014 de 2003, 054 de 2007, 041 de 2008, 077 de 2008, 154 de 2008, 131 de 2009, 187 de 2009, 162 de 2010, 169 de 2011, 171 de 2011, 078 de 2013 y 185 de 2020.

Mediante la Resolución CREG 126 de 2010, modificada y complementada por las resoluciones CREG 129 de 2010, 079 y 097 de 2011, y 066 y 089 de 2013, se establecieron los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, SNT, y criterios para la expansión de las redes para una vigencia de la metodología de cinco años conforme al artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

La Comisión, a través de la Resolución CREG 047 de 2014, puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán los análisis correspondientes para determinar la metodología y el esquema general de cargos

¹ Artículos 365 a 370 de la Constitución Política de Colombia.

² Ley 142 de 1994, Arts. 1 a 12.

JK

R

Por la cual 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

para remunerar la actividad de transporte de gas natural, en el siguiente período tarifario, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994, y del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Con la Resolución 047 de 2014 se inicia el proceso de análisis para el diseño de la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural para un nuevo período tarifario. En estas bases conceptuales se hace una descripción general del sector, se identifican algunas fortalezas de la metodología vigente, los retos para una nueva regulación, y se señalan, de manera general, los temas que se analizarán para la nueva metodología: el esquema de remuneración del transporte por contrato, los incentivos a la ampliación de la infraestructura, los incentivos para el desarrollo de confiabilidad, las variables consideradas en el cálculo tarifario, las actuaciones para el cálculo tarifario y otros temas.

Como parte de los estudios necesarios para definir la nueva metodología, la Comisión contrató al consultor internacional Frank Gregory Lamberson, para actualizar el valor de algunos insumos utilizados por la CREG para estimar el valor eficiente de los gasoductos. El informe final de esta consultoría se publicó mediante la Circular CREG No. 094 de 2014.

La Comisión también contrató al consultor internacional Calvin Peter Oleksuk para actualizar el costo de las principales variables que inciden en la construcción de estaciones de compresión. El informe final de esta consultoría se publicó mediante la Circular CREG No. 081 de 2014.

Mediante la Circular 017 de 2018 la CREG publicó el estudio “Factores multiplicadores para trazado de ductos por media ladera y Costos de construcción para cruces subfluviales, aéreos y sísmicos”.

Como parte de las actuaciones administrativas impulsadas por la Comisión para determinar el valor de reposición a nuevo de los activos que cumplieron la vida útil normativa, VUN, conforme a la metodología de remuneración vigente, en las audiencias de contradicción de los dictámenes periciales, los transportadores conocieron la metodología de valoración y los resultados de los peritajes realizados por Tipiel S.A.

Mediante el Decreto 1073 de 2015 se expidió el “Decreto Reglamentario Único Sectorial del Sector Administrativo de Minas y Energía”, el cual, en su Título II, establece las disposiciones reglamentarias en materia de gas natural, y en su Capítulo 3 incorpora disposiciones particulares para la actividad de transporte de gas natural.

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, así:

- El Artículo 2.2.2.1.4 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”.

M

R

Por la cual 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

- El Artículo 2.2.2.1.4 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 2.2.2.2.28 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 2.2.2.2.29 establece que la CREG deberá expedir regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural.
- El Artículo 2.2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.
- El párrafo del Artículo 2.2.2.2.29 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 40052 de 2016 el Ministerio de Minas y Energía desarrolló el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, y dictó otras disposiciones.

En el Artículo 1 de la Resolución 40052 de 2016 se establece, entre otros aspectos, que:

- “Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)”
- “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”.
- El estudio técnico que elabore la UPME contendrá la “identificación de los beneficiarios de cada proyecto”.

En cumplimiento del requisito de publicidad y consulta pública de los proyectos de regulación de carácter general de contenido tarifario que estableció el Decreto 2696 de 2004, incorporado en los decretos únicos 1077 y 1078 de 2015, la Comisión, mediante la Resolución CREG 090 de 2016, ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual 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”.

M

R

Por la cual 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

En cumplimiento del artículo 11.5 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión realizó dos audiencias públicas en las ciudades de Barranquilla y Bogotá los días 23 y 30 de noviembre de 2016, respectivamente, en las cuales se presentó la propuesta regulatoria, algunos agentes presentaron sus comentarios y se atendieron las preguntas formuladas por los asistentes a la audiencia y por quienes participaron telefónicamente o mediante correo electrónico.

En 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 mediante procesos de selección.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017, los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que estén embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente se definen como “Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, *IPAT*”.

En el literal c) del Artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que la remuneración para cada proyecto de *IPAT* que ejecute el transportador incumbente se adoptará con base en lo establecido en la metodología vigente al momento de efectuar el cálculo, para remunerar la actividad de transporte de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 155 de 2017 la Comisión definió la regulación asociada a *Open Seasons* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptaron otras disposiciones.

Mediante la Resolución CREG 033 de 2018 la Comisión estableció medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión.

Mediante la Circular CREG 017 de 2018 la Dirección Ejecutiva de la CREG publicó el estudio “*Multiplicadores de dificultad constructiva y costos para transporte por ductos de gas natural y combustibles líquidos*”. Este estudio tiene como objeto estimar los multiplicadores que capturan la dificultad constructiva de ductos de gas natural y combustibles líquidos cuando el trazado cruza zonas por media ladera, así como el análisis de costos relacionados con cruces subfluviales, aéreos y sísmicos. Los resultados de este estudio se utilizan para elaborar el modelo de valoración de gasoductos.

Mediante Resolución CREG 155 de 2020 se sometieron a consulta las disposiciones necesarias para la determinación de las tasas de descuento de las actividades reguladas por esta Comisión.

En la Resolución CREG 080 de 2019 se define un marco regulatorio general, en el que se establecen los lineamientos sobre los comportamientos esperados de los agentes que participan en la prestación del servicio. En este sentido, se dictan normas generales de comportamiento, concordantes con un buen funcionamiento del mercado, el libre acceso a los bienes esenciales, la

M

R

Por la cual 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

transparencia, la neutralidad, la eficiencia, la libre competencia, la gestión de los intereses de los usuarios y la no utilización abusiva de la posición dominante.

Con base en el análisis de las observaciones y sugerencias recibidas en el proceso de consulta pública ordenada mediante la Resolución 090 de 2016, en los estudios para calcular el valor a reposición a nuevo de los activos que cumplieron vida útil normativa, en los cambios normativos que entraron en vigencia con posterioridad a la publicación del proyecto, en los resultados de los análisis para definir una nueva metodología para el cálculo de las tasas de descuento aplicables a las actividades reguladas, y en los análisis adicionales sobre la distribución de riesgos, y con el fin de garantizar un mayor grado de eficiencia dentro de la remuneración de la actividad de transporte de gas natural, la Comisión encontró conveniente hacer modificaciones al proyecto de regulación publicado con la Resolución 090 de 2016.

Para propiciar la participación de los agentes, los usuarios y demás interesados frente a los cambios introducidos al proyecto, la Comisión, mediante la Resolución CREG 160 del 27 de octubre de 2020, ordenó hacer público el nuevo proyecto de regulación, en la cual se incorporan ajustes en diversos aspectos de la metodología de transporte de gas natural. De estos hacen parte:

- i) Teniendo en cuenta que el transportador cuenta con mayor capacidad para manejar el riesgo cambiario, se establece que la remuneración de las inversiones en transporte de gas natural sea en moneda local (pesos colombianos), y no en dólares americanos, evitando así que el riesgo cambiario continúe en cabeza del usuario;
- ii) Disminuir la posibilidad de que se den o trasladen sobrecostos dentro de la remuneración de las inversiones en gasoductos y estaciones de compresión como parte de la actividad de transporte de gas natural, para lo cual es necesario incluir mayores elementos dentro del mecanismo de valoración de inversiones, como nuevos multiplicadores y la inclusión de un método para compartir el riesgo constructivo entre el transportador y los remitentes; ajustar la remuneración de los activos que han cumplido su vida útil normativa; llevar a cabo ajustes a la tasa de descuento atendiendo la realidad macroeconómica y de riesgo país actual y demás elementos propios de la metodología de la Resolución CREG 095 de 2015 o aquella que esté vigente;
- iii) Considerar los consumos efectivos facturados de gas natural y electricidad en las estaciones de compresión descontando las ventas que realicen en el mercado secundario;
- iv) En el caso de las estaciones de puerta de ciudad que actualmente se encuentran remuneradas dentro de los cargos de transporte de gas natural, se debe incluir un método de transferencia de dichos activos a la actividad de distribución de gas combustible, considerando los impactos que esto puede generar dentro de los mercados de distribución, sin perjuicio de la aplicación de lo establecido en la Resolución CREG 138 de 2014, mediante la cual se adiciona y se modifica la Resolución CREG 202 de 2013.;

AN

R

Por la cual 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

Ahora, adicionalmente a los objetivos de buscar un mayor grado de eficiencia en las tarifas y la asignación de riesgos regulatorios, encuentra la Comisión que la actividad de transporte de gas natural y su regulación puede ser un elemento importante dentro de la búsqueda de la promoción de la competencia a lo largo de las actividades que hacen parte de la cadena de prestación del servicio de gas combustible, así como para asegurar la prestación continua del servicio.

De acuerdo con esto, la Comisión considera relevante la inclusión de instrumentos y mecanismos regulatorios bajo la consideración de un análisis costo-beneficio, que posibiliten, desde el punto de vista económico y en el agregado de los costos de la prestación del servicio público domiciliario, viabilizar una mayor oferta de gas con destino al servicio público domiciliario, con una reducción de los costos a los usuarios.

Lo anterior, en el marco de la continua búsqueda de alternativas que permitan resolver los problemas asociados con la pérdida de oportunidad de la puesta en operación de nuevas fuentes de gas.

Es por esto que, la presente metodología incluye los siguientes instrumentos regulatorios:

- i) La posibilidad de llevar a cabo el estampillamiento de parte de la infraestructura de los sistemas de transporte y/o el fraccionamiento de tramos de gasoductos, sustentada en un análisis costo – beneficio;
- ii) La posibilidad de llevar a cabo el desarrollo de infraestructura de transporte de gas, entre otras, ampliaciones de capacidad con períodos de remuneración específicos, o por lo menos inferiores a 20 años, donde su destinación este dirigida de manera exclusiva a generar una mayor oferta de productores – comercializadores de gas, considerando el concepto de nueva fuente de suministro;

Finalmente, la presente metodología, dentro de una visión de largo plazo, es decir, más allá del período tarifario de 5 años al que hace referencia el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, adquiere un carácter transitorio, entendido como la visión que se cuenta de la prestación del servicio al finalizar dicho período tarifario, en el que se ha planteado la importancia y pertinencia de una posible migración hacia un nuevo esquema de cargos, como por ejemplo “*entry-exit*”, buscando un carácter neutral en las redes de transporte de gas natural. Esto implica una serie de estudios, análisis y cambios normativos, así como del desarrollo de políticas públicas e instrumentos, los cuales avanzarán en la implementación y desarrollo de dicho esquema, mientras se lleva a cabo la aplicación de la presente metodología.

En este sentido, la presente metodología busca llevar a cabo una actualización de los cargos de transporte, con la inclusión de mayores elementos de eficiencia, tanto dentro de la actividad de transporte de gas natural, así como a lo largo de la cadena de prestación del servicio, sin que la misma restrinja la posibilidad y permita dar inicio al posible tránsito de un nuevo esquema de remuneración y la eventual implementación de un esquema “*entry – exit*”.

M

R

Por la cual 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

En relación con esto, es importante traer como referencia lo expuesto en las conclusiones de la Misión de Transformación Energética, solicitada por el Gobierno Nacional, en la cual se expuso³:

“La propuesta de este documento se basa en establecer como prioridad el incremento de la liquidez en los mercados de molécula, lo que aumenta el número de agentes del mercado negociando el mismo bien. Esto a su vez mejora el nivel de competencia en el mercado, lo que aumenta la eficiencia en la coordinación de actividades. En la experiencia internacional, el modelo principal para facilitar la liquidez en el mercado de molécula es el hub virtual combinado con el sistema entrada-salida (metodología entry-exit). La idea básica detrás de este modelo (que no es solo un modelo de determinación de tarifas sino que es un modelo de definición de las reglas de acceso al sistema de transporte y por lo tanto de estandarización de los puntos de entrega de la molécula) es facilitar la entrada al mercado de gas. Las propuestas contenidas en este documento giran en torno a la idea de implantar un mercado de gas basado en puntos de entrega virtuales”.

(...)

“Coherentemente, el transporte será organizado centralizadamente (common carriage). Esto significa que la remuneración del transportador no depende de la contratación sino de los ingresos reconocidos (Allowed Revenue), que serán pagados por los usuarios a través de las tarifas definidas por la regulación (ver numeral 4 de este documento para más detalles). Desde el punto de vista de esta sección, esto significa que el acceso a la red de transporte será regulado, y no basado en los términos de la negociación contractual (como ocurriría en el caso de escoger contract carriage). Concretamente, las reglas de acceso serán las correspondientes a las resultantes de la aplicación de la metodología entry-exit”.

En el documento CREG 126 de 2020 se presentan los análisis y las respuestas a los comentarios, observaciones y sugerencias presentadas al proyecto publicado mediante la Resolución CREG 090 de 2016, los ajustes y las modificaciones realizadas a dicha propuesta como parte del proceso de consulta, así como los demás análisis que soportan la presente resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 1040 del 20 de agosto de 2020, aprobó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual 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”, proyecto de resolución que fue publicado el 27 de octubre de 2020 en la página WEB de la Comisión como la Resolución CREG 160 de 2020.

³ Fuente: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco+2+-+Informe+Final.pdf>.

M

R

Por la cual 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

El artículo 2 de la Resolución CREG 160 de 2020 estableció un período de consulta de treinta (30) días calendario a partir de la publicación en la página web de la Comisión, el cual finalizó el 26 de noviembre de 2021.

Mediante la Resolución CREG 217 de 2020, Publicada en la WEB de la CREG el 25 de noviembre de 2020 se amplió el plazo para comentarios de la Resolución CREG 160 de 2020 hasta el 10 de diciembre de 2020.

Mediante Resolución CREG 004 de 2021 se definió el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Mediante Resolución CREG 073 de 2021 se modificó el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Una vez surtido el proceso de consulta, se recibieron comentarios por parte de los siguientes personas naturales y jurídicas, indicando el nombre de la persona o empresa y el número de radicado bajo el cual se encuentra registrado en la CREG: ACOLGEN E-2020-015151, ANDEG E-2020-014443, ENEL E-2020-015189, EPM E-2020-015222, SOUTH 32 ENERGY E-2020-015153, TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. E-2020-014689, TGI E-2020-015209, E-2021-002635, E-2021-005578, E-2021-006642, E-2021-006658, E-2021-008043, ECOPETROL E-2020-015224, BMC E-2020-015232, ACP E-2020-015239, ANDESCO E-2020-015250, E-2021-008072, ANDI E-2020-015258, NATURGAS E-2020-015263, CENIT E-2020-015264, GRUPO VANTI E-2020-015265, ALFAGRES E-2020-015268, CNE OIL & GAS E-2020-015277, HOCOL E-2020-015278, TRANSMETANO E-2020-015274 E-2020-015275, PROMIORIENTE E-2020-015276, TRANSOCCIDENTE E-2020-015280, LLANOGAS E-2020-015279, ASOENERGÍA E-2020-015281, GECELCA E-2020-015285, GEB E-2020-015292 E-2020-015305, E-2021-007663, E-2021-007685, CERRO MATOSO E-2020-015293, ANGEL CASTAÑEDA MANRIQUE E-2020-015294, PROGASUR E-2020-015295, WILLARD E-2020-015296, POSTOBÓN E-2020-015297, FERRO E-2020-015381, PUERTO BAHÍA E-2020-015403, DRUMMOND E-2020-015991 y PROMIGAS E-2020-015273, E-2021-002953, E-2021-006409, E-2021-006667, E-2021-008295, E-2021-008296.

En el documento soporte que acompaña la presente resolución se incluye el análisis de los comentarios recibidos a la Resolución CREG 160 de 2020.

Mediante radicados CREG S-2021-001817 y S-2021-002685, la Comisión remitió a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, el texto de resolución, el respectivo documento soporte y algunas precisiones para lo pertinente.

Mediante radicados CREG E-2021-006866 y E-2021-007267, la SIC remitió a la Comisión concepto de abogacía de la competencia en el que se realizan recomendaciones en relación con la aplicación de metodología.

Las recomendaciones recibidas de la SIC se refieren a justificar, precisar o sustentar los impactos de la resolución, por lo que esta Comisión entiende que

M

R

Por la cual 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

no se requieren ajustes a la resolución, sino explicaciones de algunos aspectos específicos. Debe tenerse en cuenta que esta Comisión realizó los análisis de impacto aplicando una de las alternativas aceptadas como parte del Análisis de Impacto Normativo (AIN), como es la metodología de análisis multi-criterio.

A continuación, se presentan las respuestas a dichas recomendaciones.

Recomendación de la SIC Número 1:

Justificar cuantitativamente los beneficios para el mercado derivados de dividir la aplicación de la metodología en dos etapas.

La Comisión presentó en la resolución de consulta CREG 160 de 2020 y en el documento soporte D-126-2020 un análisis de impacto normativo – AIN -, el cual, mediante un análisis cualitativo, encontró que la propuesta era apropiada para las necesidades de los agentes y los usuarios. Sin embargo, a partir del análisis y las recomendaciones de la SIC, se complementó el ejercicio con un análisis cuantitativo, el cual confirma lo previsto en la mencionada resolución y documento soporte.

Para calcular los beneficios para el mercado considerando el cálculo inicial de los cargos que debe realizar la empresa conforme como lo ordena la presente resolución, se utiliza un modelo simplificado de la red de transporte para simular los impactos en el valor de la factura a los usuarios y en los ingresos de los transportadores. En el documento soporte de la presente resolución se pueden observar los resultados de estas sensibilidades.

En primera instancia, para el análisis cuantitativo se actualizó la tasa de descuento (costo promedio ponderado de capital – WACC, por sus siglas en inglés) que en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, se calculó con información a julio de 2010, arrojó una tasa de 17,7% dólares constantes antes de impuestos para el cargo variable de la actividad de transporte, y, 15,02% dólares constantes antes de impuestos para el cargo fijo de la misma actividad.

Una vez actualizada esta tasa aplicando la metodología que establece la Resolución CREG 004 de 2021 y sus modificaciones, a las condiciones actuales del mercado, con información a 31 de julio de 2021, se calcula en un 10,94% pesos constantes colombianos antes de impuestos para cargos fijos y variables. Esta información está contenida en la Resolución CREG 103 de 2021, por la cual se determinan unos parámetros para la estimación de la tasa de descuento de la actividad de transporte de gas natural y se determina la tasa.

Al aplicar la tasa de descuento actualizada, en un ejercicio *ceteris paribus* en un modelo simplificado de cargos de transporte (el cual se explica en el documento soporte que acompaña la presente resolución), se tiene como efecto estimado una reducción al usuario final del servicio público domiciliario de gas natural en la factura del 2%, promedio ponderado por demanda, considerando los supuestos incluidos en el documento soporte de la presente resolución.

Respecto de la suficiencia financiera, la propuesta regulatoria cumple lo previsto en la ley, en el sentido de remunerar la actividad de transporte de gas natural,

AN

R

Por la cual 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

considerando para el cálculo de los cargos las variables que los determinan, tales como los activos, los gastos de AOM, demandas previstas en los cargos vigentes y la tasa de rentabilidad de los activos en pesos, calculada de acuerdo con las condiciones actuales de mercado.

En cuanto a la eficiencia económica, la propuesta regulatoria también cumple lo previsto en la ley, al establecer cargos de transporte de gas natural eficientes cuando remunera los activos del transportador con una tasa de rentabilidad a condiciones de mercado actual. En este caso los usuarios pagarán un cargo eficiente.

Recomendación de la SIC Número 2:

Justificar cuantitativamente que la medida de división de la aplicación de la metodología en dos etapas no comprometa la suficiencia financiera de los transportadores al aplicar la conversión a pesos colombianos y la nueva tasa de descuento de manera previa a la actualización de los cargos.

Las aplicaciones de la metodología durante su vigencia cumplen con el principio de la suficiencia financiera de los transportadores por las siguientes razones:

En el cálculo inicial de los cargos de transporte de gas natural que deben realizar los transportadores, se parte de la información reconocida en los cargos vigentes, así:

- Las variables de inversión, AOMs y demanda son las mismas de la metodología vigente (Resolución CREG 126 de 2010).
- Las inversiones ejecutadas y que no están en cargos, continúan siendo remuneradas al transportador según acuerdo entre partes.
- El transportador es quien decide cómo financia sus inversiones en moneda local o extranjera. Teniendo en cuenta que el cambio regulatorio fue anunciado a los transportadores con la expedición el 27 de octubre de 2020 de la Resolución CREG 160 de 2020, se considera que se tuvo el tiempo razonable para preparar la reestructuración de la deuda.
- La variación de la tasa de descuento de 17,7% dólares constantes antes de impuestos para el cargo variable de la actividad de transporte, y, 15,02% dólares constantes antes de impuestos para el cargo fijo de la misma actividad, la cual se actualizó a una tasa de 10,94% en pesos constantes colombianos real antes de impuestos para cargos fijos y variables, refleja el cambio de los costos y riesgos de la actividad de transporte entre 2010 y 2021.
- La tasa de descuento actualizada refleja la estimación actual y futura de los inversionistas para el desarrollo de sus negocios como los de la actividad de transporte de gas natural, por tanto, la suficiencia financiera no se ve afectada, por ser un precio de mercado.

M

R

Por la cual 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 tasa de descuento podrá ser actualizada conforme a las disposiciones del párrafo del artículo 4 de la Resolución CREG 004 de 2021 o aquella que la modifique, sustituya o derogue, de acuerdo con las condiciones del mercado en su momento.

En el cálculo posterior de los cargos de transporte que apruebe la Comisión se cumple también con el principio de suficiencia financiera, dado que se reconocerán todas las inversiones y AOMs eficientes y necesarios para el servicio público de gas natural y las demandas asociadas a estas inversiones, a partir de la información que reporten los transportadores en su solicitud de cargos, y, se utilizará la tasa de descuento vigente. Esta aplicación solo es posible luego de que la CREG verifique y evalúe la solicitud de cargos que presenten los transportadores. Adicionalmente, en esta nueva metodología el transportador tendrá la oportunidad de solicitar a la CREG que le modifique el cargo cada dos (2) años para incorporar nuevas inversiones, y sus correspondientes AOMs y demandas asociadas a dichas inversiones.

La aplicación de la metodología propuesta no afecta la suficiencia financiera de los agentes transportadores, la libre competencia, la propiedad privada o la eficiencia económica, teniendo en cuenta que, del análisis sobre el impacto en los ingresos de los transportadores, se concluye que, la reducción de éstos no es consecuencia de la supresión de ninguno de los costos eficientes de la actividad, sino cambios en la situación del mercado, pasando a remunerar la actividad a los costos eficientes conforme las condiciones de mercado actuales.

La esencia de la regulación de un monopolio natural como el transporte de gas es evitar el abuso de poder de mercado que tendrían los prestadores de dicho servicio si ellos definieran su remuneración y controlaran el acceso al mismo. Por esta razón, la CREG expide una metodología para calcular los cargos de uso a partir de valores eficientes de los activos y una rentabilidad similar a la que recibiría una actividad de riesgo comparable, como ordena la ley 142 de 1994, también los gastos y costos eficientes para la prestación del servicio y la demanda esperada durante la vida útil normativa (20 años).

La rentabilidad de los activos se determina mediante una fórmula específica de aceptación internacional (WACC), establecida en la resolución CREG 004 de 2021 y las que la modifiquen, que considera el costo promedio ponderado de los recursos utilizados para el desarrollo de las empresas, como son el patrimonio y la deuda. Ello significa que la regulación debe reconocer la rentabilidad que corresponda a dicha actividad (Resolución CREG 103 de 2021 con un WACC de 10,94% en pesos constantes antes de impuestos), en condiciones eficientes de mercado, y las empresas, a partir de la gestión administrativa y financiera, podrán obtener los rendimientos mayores o menores, según logren optimizaciones en costos y gastos a partir de dicha gestión.

En el documento de soporte de esta resolución se presentan los resultados del análisis de impacto para los transportadores considerando el modelo simplificado del sistema ya mencionado anteriormente para simular la aplicación inicial de la metodología.

M

R

Por la cual 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

Recomendación de la SIC Número 3:

Con respecto al ajuste realizado en el artículo 18 de la Resolución 160 de 2020 relacionado con el cálculo de cargos, la SIC recomendó lo siguiente:

Precisar la causa del cambio en el cálculo de los cargos del proyecto inicial que sometió a comentarios respecto del proyecto definitivo, de cara a una posible subaditividad.

En relación con esta recomendación, vale la pena aclarar lo que se estableció en la Resolución CREG 160 de 2020:

- Remuneración de los activos en los cargos una vez se haga la puesta en operación comercial.
- Como parte del cálculo de las parejas de cargos regulados definido en el numeral 18.9 se incluyó la referencia al anexo 11, el cual describía un procedimiento para incluir en los cargos regulados los valores eficientes de las inversiones que entran en operación comercial con sus respectivos valores, dentro de las cuales se incluyen las inversiones de aumento de capacidad y las que conforman el plan de nuevas inversiones.

Dicho procedimiento contemplaba un cálculo iterativo que utilizaba la función Solver de la hoja de cálculo, el cual partía de las ecuaciones incluidas en los numerales 18.1 a 18.8 para calcular cargos cuando se incluían activos PNI e IAC que podían entrar en diferentes momentos del tiempo en la aplicación de la metodología.

- El proceso iterativo partía de un análisis de los flujos considerando una optimización que permitiera determinar el cargo del tramo de gasoducto una vez entrara en operación el activo.

El ajuste incluido en el texto remitido a la SIC se construyó a partir de los comentarios que se recibieron durante la consulta:

- Dentro del análisis de comentarios se identificó que existía una oportunidad de mejora en la redacción y en el planteamiento para el cálculo de los cargos y, de esa manera, dar mayor claridad y simplicidad en la aplicación de la metodología.
- El cambio realizado en las ecuaciones no afecta la señal de remuneración de activos respecto de lo establecido en la Resolución CREG 160 de 2020, y no requiere utilizar un proceso iterativo para determinar los cargos.
- Se simplifica la ecuación incluida en el artículo 20 de la presente resolución, incluyendo las variables de cálculo que se abordaban de manera separada en la Resolución CREG 160 de 2020, de tal manera que, en el momento en que entre en operación comercial un nuevo activo, se actualizan la inversión y la demanda. El mismo tratamiento se hace para el AOM.

Por la cual 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

Recomendaciones de la SIC Números 4 y 5:

A propósito de la participación de los distribuidores de gas en la ejecución de redes tipo II, la SIC recomendó:

Sustentar en detalle las causas por las cuales el mecanismo de participación de distribuidores en la ejecución de proyectos de infraestructura de red de transporte tipo II no fue efectivo.

Sustentar las razones por las cuales el mecanismo de participación de distribuidores en la ejecución de proyectos de infraestructura de red de transporte tipo II debe permanecer o eliminarse.

Mediante Resolución CREG 126 de 2010 se incluyó la posibilidad de dar una señal de competencia a la entrada para el desarrollo de infraestructura de Redes Tipo II, con la finalidad de incentivar la extensión de cobertura de la red de transporte de gas natural.

Sin embargo, dentro de la aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010 se ha evidenciado que este mecanismo no generó competencia en la entrada, y no se desarrolló ningún proyecto de Redes Tipo II por parte de agentes distribuidores.

Respecto a estas dos recomendaciones de la SIC, se debe mencionar que una hipótesis sobre la no utilización de este mecanismo por parte de los distribuidores se debe a que el gas natural no era competitivo en las condiciones previstas en la Resolución CREG 141 de 2011, la cual buscaba que, para la prestación del servicio, se utilizara el energético más eficiente en una zona sin estampillar los cargos de la red de gas natural con la red existente, cuando se comparara con el combustible sustituto (GLP en cilindros).

De otra parte, se propone eliminar este mecanismo para los distribuidores, teniendo en cuenta que los transportadores son los que pueden identificar y llevar a cabo de manera más eficiente y efectiva la ejecución de este tipo de infraestructura dentro del Plan de Nuevas Inversiones (PNI), debido a que tienen una visión regional o zonal, comparada con la del distribuidor, que puede estar focalizada en soluciones a nivel de municipal.

Adicional a las respuestas sobre las recomendaciones de la SIC, la Comisión, mediante la Circular CREG 057 de 2021, publicó un documento de análisis jurídico soporte de las disposiciones que están contenidas en la presente resolución.

Se recibieron comentarios a la mencionada circular por parte de los siguientes personas naturales y jurídicas, indicando el nombre de la persona o empresa y el número de radicado bajo el cual se encuentra registrado en la CREG: CANACOL E-2021-010781, MC2 E-2021-010824, ANDESCO E-2021-010954, TRANSOCCIDENTE E-2021-010956, PROMIORIENTE E-2021-010957, PROMIGAS E-2021-010960 y E-2021-011325, TRANSMETANO E-2021-010961, ENEL E-2021-010963, ACP E-2021-010993, PROGASUR E-2021-010967, VANTI E-2021-010970, TGI E-2021-011010, ANDI E-2021-011012,

AN

J

Por la cual 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

ASOENEGIA E-2021-010995 y COSENIT E-2021-011000, estos comentarios son respondidos en el documento soporte que acompaña la presente resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión CREG 1128 del 08 de octubre de 2021, de conformidad con los análisis presentados en el Documento CREG 143A de 2021, aprobó expedir la resolución: *“Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural”*.

R E S U E L V E:

Título I

Disposiciones generales de la metodología

Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación. La presente resolución tiene por objeto establecer los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural. Igualmente, se establecen otras disposiciones en materia de transporte de gas natural que no están relacionadas con la determinación de los cargos regulados de transporte. Se aplicará a todos los agentes que prestan el servicio de transporte de gas natural y a los usuarios del Sistema Nacional de Transporte.

Artículo 2. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de la presente resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en la Ley 142 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Año: Es el período de 365 ó 366 días, según el calendario común de enero a diciembre.

Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en el Anexo 5 de la presente resolución.

Condición de contraflujo, CCF: Es la condición en la cual hay transacciones comerciales en direcciones opuestas entre sí en un gasoducto del SNT. La Condición de Contraflujo debe garantizar que el flujo físico de gas contratado es posible en una dirección o en la otra del respectivo tramo de gasoducto, sin requerir ampliación de la infraestructura existente. La Condición de Contraflujo no debe afectar las especificaciones de calidad del servicio de aquellos remitentes que pactaron y perfeccionaron contratos con anterioridad a la solicitud de transporte que ocasiona el contraflujo.

Demanda Máxima de Capacidad, DMC: Es el volumen máximo de transporte de gas en un día de un año, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

Demanda Máxima Esperada de Capacidad, DEC: Es la Demanda Máxima de Capacidad, proyectada anualmente por el transportador para el horizonte de proyección, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

M

R

Por la cual 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

Demanda Esperada de Volumen, DEV: Es el volumen anual de gas que se espera transportar, proyectado por el transportador para el horizonte de proyección, expresado en miles de pies cúbicos por año (kpc-año).

Factor de carga, FC: Es la relación entre el volumen de gas transportado en un año y su correspondiente demanda máxima de capacidad multiplicada por un factor de 365 ó 366, según corresponda.

Factor de utilización, FU: Es un indicador de utilización de un tramo o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima. El factor de utilización se calculará de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 20 de la presente resolución.

Factor de utilización normativo: Es el mínimo factor de utilización adoptado por la CREG como criterio de eficiencia para efectos tarifarios.

Fecha base: Es la fecha de referencia para realizar los cálculos tarifarios y determinar el flujo de ingresos con base en la información que el transportador presenta a la CREG en cada período tarifario, o cuando realice proyectos del plan de abastecimiento de gas natural en su sistema de transporte, y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud de ajuste de cargos o de la solicitud para ejecutar un proyecto del plan de abastecimiento. Los valores de los cargos y los flujos de ingresos serán expresados en cifras de la Fecha Base.

Fecha de puesta en operación comercial. Corresponde a la fecha en la que el activo inicia la prestación del servicio público de transporte de gas natural. Esta actividad debe registrarse en el CNO gas e informar a la SSPD.

Gas de empaquetamiento: Es el volumen promedio de gas natural contenido en un sistema de transporte de gas, estimado con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones. Este gas no debe incluir gas de parqueo.

Gas de parqueo: Es el volumen de gas natural que un remitente entrega al transportador para almacenarlo en el sistema de transporte durante un período acordado entre las partes.

Gasoducto dedicado: Es el conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción de gas de manera exclusiva para un único consumidor desde un campo de producción, el SNT, un sistema de distribución, un sistema de almacenamiento, o desde una interconexión internacional.

Horizonte de proyección: Es el período de tiempo con una duración igual a la de la vida útil normativa, utilizado para simular el comportamiento de las variables de demanda y de gastos de administración, operación y mantenimiento. El horizonte de proyección se considera a partir de la fecha de la solicitud de ajuste de nuevos cargos.

Por la cual 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

Índice de precios al consumidor, IPC: Es el índice de precios al consumidor, total nacional, reportado por el DANE.

Índice de precios al productor, IPP: Es el índice de precios al productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el DANE.

Ingresos de corto plazo del transportador, ICPT: Ingresos del transportador provenientes de contratos de servicios de transporte de corto plazo que excedan la capacidad contratada por un remitente, expresados en pesos colombianos.

Inversión existente, IE: Es el valor eficiente de los activos necesarios para la prestación del servicio de transporte de gas natural que fue reconocido en el último ajuste o revisión de cargos. De estos valores se excluye el correspondiente a los activos que no se encuentran en operación al momento de la solicitud tarifaria y activos de IPAT.

Inversiones en aumento de capacidad, IAC: Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de su sistema de transporte. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a *Loops* y compresores que se construirán en el sistema de transporte existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda de capacidad de transporte prevista durante el horizonte de proyección. Se entiende por nueva demanda el aumento de la demanda esperada de capacidad en un tramo regulatorio.

Loop: Es una línea de gasoducto que se deriva de un gasoducto y se vuelve a conectar al mismo en otro punto, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del respectivo gasoducto.

Mes: Es el período de 28, 29, 30 ó 31 días, según el calendario común.

Parejas de cargos regulados: Es el conjunto de cargos aplicables al servicio de transporte en contratos firmes, que remuneran los costos de inversión reconocidos por la CREG, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones. Cuando se haga referencia a la determinación de cargos fijos y cargos variables, esto se referirá tanto a las fracciones fija y variable de los cargos (i.e. variables λ_f y λ_v), como a su respectivo valor (i.e. variables CFI_{t,λ_f} y CVI_{t,λ_v}).

Período estándar de pagos al transportador, PEP: Tiempo durante el cual un transportador incumbente espera recibir el ingreso anual esperado, *IAE*, para remunerar un proyecto de *IPAT*, definido en 20 años. Durante este período el transportador se obliga a operar y mantener el proyecto de *IPAT*, incluyendo el abandono, y a cumplir las demás obligaciones adquiridas con la ejecución del proyecto.

Período tarifario t: Período tarifario regulado por la presente resolución. Este período inicia a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución con

Por la cual 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

una duración de cinco años. Vencido este período la metodología continuará rigiendo hasta que se expida una nueva.

Período tarifario $t - 1$: Período tarifario regulado por la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado y complementado. El período tarifario $t-1$ finaliza para cada transportador cuando se calculen los cargos conforme a las disposiciones de la presente resolución.

Producer Price Index, PPI: Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312).

Programa de nuevas inversiones, PNI: Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé poner en operación comercial en cada año del período tarifario, para mantener la continuidad o extender la prestación del servicio de transporte. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos de variantes, de proyectos de red tipo I de transporte y proyectos de la red tipo II de transporte. El programa de nuevas inversiones no incluirá las inversiones en proyectos que hagan parte del plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. La descripción de la red tipo I está incluida en el Artículo 3 y para el tipo II en el Artículo 4 de la presente resolución.

Sistema de transporte existente: Son los activos del SNT para los cuales, a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, el transportador les aplica cargos regulados.

Servicio de transporte de gas a contraflujo: Es el servicio de transporte de gas en el cual se involucran tramos de gasoductos del SNT que presentan Condición de Contraflujo. Este servicio estará sujeto a las reglas definidas en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la complementen o modifiquen.

Sistema troncal de transporte, STT: Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, derivados de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y sistemas de almacenamiento. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

Sistema regional de transporte, SRT: Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de transporte, puntos de entrada de campos de producción o puntos de transferencia de otros sistemas de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro(s) sistema(s) regional(es) de transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento. También aquellos que permiten transportar gas natural entre dos o más mercados relevantes de comercialización. Los sistemas regionales de transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de

Por la cual 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

distribución. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado por Servicios de Capacidad

– **Tkc:** Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión y calcular los gastos de administración, operación y mantenimiento, reconocidos por la CREG, a través de cargos fijos por derechos de capacidad firme.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado por Servicios de Volumen

– **Tkv:** Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión reconocidos por la CREG, a través de cargos variables por volumen transportado.

Tasa Promedio de Costo de Capital Remunerado para proyectos de los Planes de Abastecimiento de Gas -PAG – Tkip:

Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión reconocidos por la CREG, a los proyectos PAG.

Tasa representativa del mercado, TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

Vida útil normativa, VUN: Es el período de 20 años, del cual dispone el transportador, de acuerdo con la regulación, para recuperar el valor eficiente de la inversión. Vencido este período se asumirá para todos los efectos que el valor eficiente de la inversión reconocida fue remunerado en su totalidad. Para aquellos gasoductos construidos bajo esquema contractual de BOMT, se mantiene el período de treinta (30) años para la vida útil normativa.

Artículo 3. Red tipo I de transporte. La red tipo I de transporte corresponderá a aquellos gasoductos incluidos en el Anexo 7 de la presente resolución. La Comisión podrá incorporar, mediante resolución, nuevos gasoductos a la red tipo I de transporte teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Que el gasoducto de transporte conecte campos de producción o importación de gas natural con el SNT; y
- b) Que el nuevo gasoducto conecte el SNT con una ciudad capital de departamento.

Parágrafo. Los gasoductos de la red tipo I de transporte serán parte del programa de nuevas inversiones, PNI. El cálculo de cargos para este tipo de inversiones se hará según lo previsto en el Artículo 44 y en el Artículo 22, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_{PNI_II_{t,\lambda_f}}$ y $CVI_{PNI_II_{t,\lambda_v}}$.

Artículo 4. Red tipo II de transporte. La red tipo II de transporte corresponderá a aquellos gasoductos del SNT que no estén incluidos en el Anexo 7 de la presente resolución, y a aquellos que la Comisión no incorpore a la red tipo I de transporte de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3 de la

M

R

Por la cual 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

presente resolución, así como tampoco a (i) los gasoductos de conexión que se ejecuten mediante los procedimientos que se establecen en la Resolución CREG 033 de 2018, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; (ii) los gasoductos que se ejecuten mediante el mecanismo de *Open Season* adoptado en la Resolución CREG 155 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; y (iii) los gasoductos dedicados.

Harán parte de la red tipo II de transporte:

- a) Los gasoductos que se deriven de gasoductos de la red tipo I o tipo II del SNT.
- b) Los gasoductos que conecten una nueva fuente de suministro con un sistema de distribución no conectado al SNT.
- c) Los gasoductos que se construyan desde un sistema de distribución existente, localizado en un mercado relevante de distribución existente, para entrar a otro mercado relevante de distribución existente, en los cuales el servicio de distribución sea prestado por distribuidores distintos, que no tengan interés económico entre sí, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Título II **Aplicación de la metodología**

Artículo 5. Descripción de la metodología. La metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural que establece esta resolución es un conjunto de variables y unos procedimientos de cálculo para determinar los cargos correspondientes. Las variables más relevantes son las inversiones, los gastos AOM, la proyección de la demanda a 20 años y la tasa de descuento.

La metodología considera para el cálculo de los cargos de transporte de gas natural durante el período tarifario, las siguientes aplicaciones: i) cálculo con los valores que se conocen al entrar en vigencia; ii) cálculo con la información que reportan los agentes de las variables de inversiones para la actualización de la base de activos, los gastos AOM, la proyección de la demanda a 20 años, para los cuales la comisión definirá los valores eficientes; iii) cálculo cuando se haga la puesta en operación de los proyectos del plan quinquenal de inversiones u otras no previstas; iv) cálculo cuando existan activos que cumplen VUN y continúan y/o entran en operación.

Las actualizaciones de los cargos de que tratan los numerales iii) y iv) podrán hacerse cada dos años, teniendo en cuenta los proyectos que entren en operación.

Capítulo I **Cálculo y estimación de cargos**

Artículo 6. Cálculo de cargos actualizando Tasa de Costo de Capital y moneda de los cargos. A partir del primer día calendario del séptimo mes

Por la cual 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

siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución, los agentes transportadores aplicarán los cargos resultantes para el cobro del transporte siguiendo el procedimiento que se describe en los siguientes literales de manera mensual, y hasta que se actualicen los cargos, acorde con el Artículo 10 y siguientes de aplicación de la presente metodología, y estos se encuentren en firme. Los cargos regulados resultantes de la aplicación de este procedimiento reemplazarán los cargos regulados vigentes definidos con base en la resolución CREG 126 de 2010.

a) Procedimiento para calcular los valores de la base de activos en dólares americanos al 31 de diciembre de 2021: En cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, de acuerdo con la resolución particular que se encuentre vigente y aplique para el sistema de transporte, se calculan los valores de las inversiones que están en los respectivos cargos en dólares americanos a 31 de diciembre de 2021, conforme la siguiente expresión:

$$IE_a = IE_{ba} \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

$$PNI_a = PNI_{ba} \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

$$IAC_a = IAC_{ba} \times \frac{PPI_a}{PPI_{ba}}$$

Donde:

IE_a : Valores de las inversiones existentes en cargos vigentes en dólares americanos en la fecha a .

IE_{ba} : Valores de las inversiones existentes en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba , conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como IE_t en el artículo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010.

PNI_a : Valores del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en cargos vigentes en la fecha a .

PNI_{ba} : Valor presente del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba , conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como PNI_t en el artículo 6 de la Resolución CREG 126 de 2010.

IAC_a : Valor presente de las inversiones en aumento de capacidad en dólares americanos en cargos vigentes en la fecha a .

IAC_{ba} : Valores de las inversiones en aumento de capacidad en dólares americanos en los cargos vigentes en la fecha ba conforme a la resolución particular aprobada y sus modificaciones, en aplicación

Por la cual 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

de la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a lo definido como IAC_t en el Artículo 8 de la Resolución CREG 126 de 2010.

PPI_a : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha *a*.

PPI_{ba} : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha *ba*.

a: Diciembre 31 de 2021.

ba: Fecha base en la que están los cargos aprobados aplicando la Resolución CREG 126 de 2010.

b) Procedimiento para calcular los valores de la base de activos en dólares americanos del 31 de diciembre de 2021 a pesos colombianos a 31 de diciembre de 2021: A partir del procedimiento indicado en el numeral anterior, calcular los valores de las inversiones en pesos colombianos a 31 de diciembre de 2021, conforme a la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} IE_{cop_a} &= IE_a \times TRM_a \\ PNI_{cop_a} &= PNI_a \times TRM_a \\ IAC_{cop_a} &= IAC_a \times TRM_a \end{aligned}$$

Donde:

IE_{cop_a} : Valores de las inversiones existentes en cargos vigentes en pesos colombianos en la fecha *a*.

IE_a : Valores de las inversiones existentes en dólares americanos en los cargos vigentes, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010 en la fecha *a*.

PNI_{cop_a} : Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en los cargos vigentes en la fecha *a*.

PNI_a : Valores del programa de nuevas inversiones en dólares americanos en los cargos actuales, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010 en la fecha *a*.

IAC_{cop_a} : Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en cargos vigentes en la fecha *a*.

an

R

Por la cual 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

IAC_a : Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en dólares americanos en los cargos actuales, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010 en la fecha a .

TRM_a : Tasa representativa del mercado en la fecha a .

a : Diciembre 31 de 2021.

c) Procedimiento para calcular los valores de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, en pesos colombianos del 31 de diciembre de 2021: En cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, de acuerdo con la resolución particular que actualmente aplica para el sistema de transporte, calcular los valores de los AOM que están en los respectivos cargos, en pesos colombianos a 31 de diciembre de 2021, conforme la siguiente expresión:

$$AOM_{i,a} = AOM_{i,ba} \times \frac{IPC_a}{IPC_{ba}}$$

Donde:

$AOM_{i,a}$: Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha a .

$AOM_{i,ba}$: Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha ba . Aprobados en los cargos vigentes en la fecha ba , conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010. Este valor corresponde a la variable AOM_{s_t} definida en el numeral 15.4 del artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010.

IPC_a : Índice de precios al consumidor total nacional reportado por el DANE en la fecha a .

IPC_{ba} : Índice de precios al consumidor total nacional reportado por el DANE en la fecha ba .

a : Diciembre 31 de 2021.

ba : Fecha base en la que están los cargos aprobados con la Resolución CREG 126 de 2010.

d) Procedimiento para la estimación de los cargos a 31 de diciembre de 2021: Cada transportador, para cada tramo regulatorio o grupo de gasoductos, teniendo en cuenta las instrucciones señaladas en los numerales anteriores, seguirá el siguiente procedimiento:

- i. **Cargos fijos.** Utilizando la información de inversión y de AOM señalada en los literales b) y c), y la información de demanda de capacidad y de volumen actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la

Por la cual 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

siguiente ecuación para el cálculo de los cargos fijos que remuneran la inversión existente, IE_a , e inversiones del PNI :

$$IE_{f,a} = IE_{cop_a} + VP(PNIconop_a, IACcop_a, Tkc)$$

$$CFI_{\lambda_f} = \frac{IE_{f,a} \lambda_f}{VP(CAP_{a,i}, Tkc)}$$

$$CAP_{a,i} = DEC_{a,i} + \sum_{pr=1}^{Pr} DEC_IAC_{pr,i}$$

Donde:

$IE_{f,a}$: Valores de las inversiones para la componente fija existentes en pesos colombianos en la fecha a.

CFI_{λ_f} : Cargo fijo correspondiente al valor λ_f que remunera costos de inversión, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

λ_f : Corresponde a los siguientes valores: 0; 0,10; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.

IE_{cop_a} : Valores de las inversiones existentes en pesos colombianos en la fecha a.

$DEC_{a,i}$: Demanda anual esperada de capacidad para el año i asociada a inversión existente, $IE_{a,COP}$, expresada en kpcd-año, conforme a la resolución particular aprobada en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010.

$DEC_IAC_{pr,i}$: Demanda anual esperada de capacidad para el año i , de cada proyecto Pr , asociada a las IAC, expresada en kpcd-año, conforme a la resolución particular aprobada en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010.

$CAP_{a,i}$: Demanda anual esperada de capacidad total para el año i , expresada en kpcd-año.

$PNIconop_a$: Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en la fecha a.

$IACcop_a$: Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos colombianos en la fecha a.

$VP(PNIconop_a, IACcop_a, Tkc)$: Valor presente de $PNIconop_a$ e $IACcop_a$ descontado a la tasa Tkc .

$VP(CAP_{a,i}, Tkc)$: Valor presente del $CAP_{a,i}$, descontado a la tasa Tkc .

M

R

Por la cual 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

pr: Proyecto IAC.

Pr: Número de Proyectos IAC.

a: Diciembre 31 de 2021.

- ii. **Cargos variables.** Utilizando la información de inversión y de AOM señalada en los literales b) y c), y la información de demanda de volumen actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la siguiente ecuación para el cálculo de los cargos variables que remuneran la inversión existente, IE_a , e inversiones del *PNI* :

$$IE_{v,a} = IE_{cop_a} + VP(PNI_{cop_a}, IAC_{cop_a}, Tkv)$$

$$CVI_{\lambda_v} = \frac{IE_{v,a} \lambda_v}{VP(VOL_{a,i}, Tkv)}$$

$$VOL_{a,i} = DEV_{a,i} + \sum_{pr=1}^{Pr} DEV_IAC_{pr,i}$$

Donde:

$IE_{v,a}$: Valores de las inversiones para la componente variable existentes en pesos colombianos en la fecha *a*.

CVI_{λ_v} : Cargo variable correspondiente al valor λ_v que remunera costos de inversión, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc.

λ_v : Corresponderá a $1 - \lambda_f$.

IE_{cop_a} : Valores de las inversiones en pesos colombianos en la fecha *a*. Estos valores corresponden a los que están en las siguientes variables: IE_{t-1} .

$DEV_{a,i}$: Demanda anual esperada de volumen asociada a inversión existente para el año *i* expresada en kpc-año.

$DEV_IAC_{pr,i}$: Demanda anual esperada de volumen para el año *i*, de cada proyecto *Pr*, asociada a las IAC, expresada en kpc-año, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010.

$VOL_{a,i}$: Demanda anual esperada de volumen total para el año *i*, expresada en kpc.

PNI_{cop_a} : Valores del programa de nuevas inversiones en pesos colombianos en la fecha *a*.

IAC_{cop_a} : Valores de las inversiones en ampliación de capacidad en pesos

Por la cual 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

colombianos en la fecha a.

$VP(PN\text{I}cop_a, IAC\text{c}op_a, Tk_v)$: Valor presente de $PN\text{I}cop_a$ e $IAC\text{c}op_a$ descontado a la tasa Tk_v .

$VP(VOL_{a,i}, Tk_v)$: Valor presente del $VOL_{a,i}$, descontado a la tasa Tk_v .

pr : Proyecto de las IAC.

Pr : Número de Proyectos IAC.

a : Diciembre 31 de 2021.

- iii. **Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, programa de nuevas inversiones e inversiones de ampliación de capacidad.** Utilizando la información actualizada de AOM señalada en el literal c), y la información de demanda de capacidad actualmente incluida en los cargos vigentes, se debe aplicar la siguiente ecuación para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM:

$$CFAOM_a = \frac{VP(AOM_{a,i}, Tk_c)}{VP(CAP_{a,i}, Tk_c)}$$

Donde:

$CFAOM_a$: Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, programa de nuevas inversiones e inversiones de ampliación de capacidad, expresados en pesos colombianos de la fecha a por kpcd-año.

$VP(AOM_{i,a}, Tk_c)$: Valor presente de Gasto de AOM en pesos colombianos del año i en la fecha a, descontado a la tasa Tk_c .

$CAP_{a,i}$: Demanda esperada de capacidad total del año i , expresada en kpcd-año, conforme a la resolución particular aprobada con la Resolución CREG 126 de 2010.

$VP(CAP_{a,i}, Tk_c)$: Valor presente del $CAP_{a,i}$, descontado a la tasa Tk_c .

a : Diciembre 31 de 2021.

e) Aplicación de los cargos calculados por el agente, publicación y reporte:

Cada uno de los transportadores aplicará mensualmente los cargos calculados con el procedimiento anterior, conforme a los literales de este artículo, para lo cual deberá:

- i. Publicar, por lo menos cinco (5) días hábiles antes de terminar el mes anterior, los cargos calculados en pesos colombianos, tanto de inversión como de AOM, en sus respectivos BEO, además de enviar al gestor del mercado de gas natural y a cada uno de los remitentes una comunicación

M

R

Por la cual 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

anunciando los nuevos cargos, y su publicación en un diario de amplia circulación en las zonas donde están ubicados sus remitentes. Se deberá indicar la fecha a partir de la cual quedarán vigentes. Los cargos se actualizarán anualmente de acuerdo con lo previsto en el Artículo 24.

- ii. Reportar a la SSPD, en los formatos que esta defina dentro del SUI, la información con la cual se calculan los nuevos cargos, con el fin de que esta entidad pueda hacer las actividades en el ámbito de sus competencias.
- iii. Enviar una comunicación formal a la SSPD y a la CREG, en donde incluya la memoria de cálculo y los soportes de publicación de los nuevos cargos.

Artículo 7. Transición para activos VUN. Los cargos de transporte de los tramos que cuentan con activos que cumplieron el período de VUN a 31 de diciembre de 2020, y para los cuales la CREG aprobó o aprobará los valores a retirar, VRAN y VAO, se ajustarán de acuerdo con la metodología que originó la solicitud de valoración de los activos que cumplieron el período de VUN. Igual tratamiento se aplicará para los activos que: (a) ya fueron valorados, (b) la empresa declaró que los repondría, (c) la empresa declaró el remplazo y la puesta en operación comercial y (d) la SSPD verificó la puesta en operación.

Parágrafo. El presente artículo aplicará hasta el último día calendario del sexto mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 8. Actualización de las variables de inversión, AOM, PNI, IAC y demandas para actualizar los cargos definidos en el Artículo 6. Dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, los transportadores deberán solicitar la actualización de los cargos, para que incluyan a su vez las actualizaciones de inversión, AOM, PNI, IAC y demandas, como se establece en los siguientes literales:

- a) La actualización de variables, para actualizar los cargos, surtirá el trámite previsto en los artículos 108 y siguientes de la Ley 142 de 1994, y en lo no previsto en esta norma, se aplicarán las disposiciones del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.
- b) Los agentes deberán presentar a la Comisión una solicitud de actualización de cargos que contenga la información exigida en los artículos, 9, 12, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 y 27 de la presente resolución.
- c) Los agentes deberán realizar una presentación a la Comisión de la solicitud de actualización de variables. En esta presentación se deberán exponer, por lo menos, los siguientes puntos: (i) inversión existente; (ii) inversiones en aumento de capacidad y su justificación; (iii) inversiones del programa de nuevas inversiones y su justificación; (iv) determinación de los gastos de AOM; (v) demandas para el horizonte de proyección; (vi) cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo, CMMP; (vii) cargos preliminares calculados por el agente; (viii) activos que cumplen vida útil normativa y su continuidad, e (ix) impactos de estos nuevos cargos.

Por la cual 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

En comunicación dirigida a cada transportador, la Dirección Ejecutiva de la CREG fijará la fecha y hora para realizar esta presentación.

- d) Los agentes deberán solicitar la actualización de variables y los correspondientes cargos para los tramos o grupos de gasoductos actualizados conforme al Artículo 6 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Si el transportador no solicita cargos para un gasoducto existente, en caso de que siga habiendo demanda en este gasoducto, los cargos para ese gasoducto se determinarán de acuerdo con la mejor información disponible, sin perjuicio de que la situación se le envíe a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para los efectos permitentes.

Parágrafo 2. En caso de no recibir la información requerida dentro del plazo aquí previsto, la Comisión podrá iniciar, de oficio, las actuaciones administrativas tendientes a la actualización de los cargos, para lo cual hará uso de la mejor información disponible, sin perjuicio de que la situación se le envíe a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para los efectos permitentes.

Artículo 9. Declaración de información. La siguiente información deberá ser declarada por el transportador, utilizando para ello los formatos contenidos en los anexos de la presente resolución.

- a) Inversión existente en la red tipo I de transporte.
- b) Inversión existente en la red tipo II de transporte.
- c) Programa de nuevas inversiones.
- d) Inversiones en aumento de capacidad.
- e) Otros gastos de AOM asociados a la inversión existente, el programa de nuevas inversiones y las inversiones en aumento de capacidad.
- f) Demandas esperadas de capacidad y volumen, y capacidad máxima de mediano plazo.
- g) Gas de empaquetamiento.
- h) Información de activos que cumplen vida útil normativa en el período tarifario y su plan de continuidad.
- i) Incluir la información del Anexo 2 de la presente resolución y adjuntar un archivo georreferenciado en formato kmz que incluya cada uno de los tramos y cada estación de compresión. Para cada uno de los tramos de gasoductos:
 - i) existentes, ii) del programa de nuevas inversiones, iii) inversiones en aumento de capacidad y iv) inversiones VUN, si el activo continúa en operación para el siguiente período VUN.

Adicionalmente, el transportador reportará a la Comisión cuáles activos han sido ejecutados o planea ejecutar, parcial o totalmente, con recursos de entidades públicas, o han sido aportados por tales entidades. En estos casos, reportará el monto de los recursos, bienes o derechos aportados, expresado en pesos colombianos de la fecha base, e identificará la entidad pública aportante. Con esta información la Comisión calculará (i) los cargos de transporte que remuneran la inversión correspondiente a recursos públicos; (ii) los cargos de transporte que remuneran la inversión sin recursos públicos; y, (iii) los cargos

AN

R

Por la cual 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

de transporte que remuneran la inversión total conformada por recursos públicos y no públicos.

La Dirección Ejecutiva de la CREG podrá, mediante circular, ajustar los formatos de reporte incluidos en los anexos, así como la forma de reportar.

Parágrafo. La información distinta a gastos de AOM del período tarifario $t - 1$ corresponderá a aquella de que disponga el transportador hasta el mes anterior a la fecha de la solicitud de ajuste de cargos con la metodología adoptada en la presente resolución para el período tarifario t . Para el caso de los gastos de AOM, la información del período tarifario $t - 1$ será aquella de que disponga el transportador hasta el 31 de diciembre del año anterior a la solicitud.

Artículo 10. Actualización de cargos. Las variables que se utilizarán para la actualización de los cargos, acorde a las ecuaciones y fórmulas establecidas en la presente resolución, son las siguientes:

- a) Inversión existente, IE_t .
- b) Inversión $IFPNI_{j,z,fb}$ e $INO_{j,x,fb}$.
- c) Programa de nuevas inversiones, PNI_t .
- d) Inversiones en aumento de capacidad, IAC_t .
- e) Inversiones no previstas en el PNI y en las IAC .
- f) Inversiones en activos **VUN** si continúan en operación.
- g) Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM. AOM_t^{IE} , AOM_t^{IAC} y $AOM_{II,t}^{PNI}$.
- h) Factor de utilización FU_x .
- i) Demandas esperadas de capacidad y de volumen. La demanda esperada de capacidad, DEC , y la demanda esperada de volumen, DEV .
- j) Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad Tkc .
- k) Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen Tkv .
- l) Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado $Tkip$.

Artículo 11. Inversión existente, IE_t . Para la determinación de la inversión existente se utilizará la siguiente ecuación:

$$IE_f = IE_{f,a} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_a}$$

$$IE_v = IE_{v,a} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_a}$$

Donde:

IE_f : Valor de la componente fija de la inversión existente para el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual 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

- $IE_{f,a}$: Valor de la componente fija de la inversión existente en pesos colombianos de la fecha a, que se ajusta a la fecha base con IPP.
- IE_v : Valor de la componente variable de la inversión existente para el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- $IE_{v,a}$: Valores de las inversiones para la componente variable existentes en pesos colombianos de la fecha a, que se ajusta a la fecha base con IPP.
- a : Diciembre 31 de 2021.
- fb : Fecha Base para los cargos.
- IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.
- IPP_a : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre de 2021.

Parágrafo 1. Se excluirán de la inversión existente los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Parágrafo 2. Los terrenos sobre los que están construidas estaciones de compresión se excluirán de la inversión a reconocer, cuando la respectiva estación de compresión cumpla su vida útil normativa. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Parágrafo 3. Los terrenos sobre los que se construyan nuevas estaciones de compresión, a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, no se incluirán en la inversión a reconocer. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Artículo 12. Inversión $IFPNI_j$ e INO_j . Para la determinación de la inversión $IFPNI_j$ e INO_j se utilizará la siguiente ecuación:

$$IFPNI_{j,z,fb} = \left(IFPNI_{j,z} \times \frac{PPI_{fb}}{PPI_{oper}} \right) \times TRM_{fb}$$

$$INO_{j,x,fb} = \left(INO_{j,x} \times \frac{PPI_{fb}}{PPI_{ba}} \right) \times TRM_{fb}$$

$$I_j = \sum_z IFPNI_{j,z,fb} - \sum_x INO_{j,x,fb}$$

Donde:

M

R

Por la cual 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

I_j :	Es la diferencia de los valores para cada uno de los años j de las inversiones $IFPNI_{j,z,fb}$ e $INO_{j,x,fb}$.
$IFPNI_{j,z}$:	Valor eficiente de la inversión z que fue ejecutada en el año j del período tarifario $t - 1$, y que no estaba incluida en el programa de nuevas inversiones o en el plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte, que esté y continúe en operación comercial en el período t , siempre y cuando esté justificada, y en criterio de la Comisión, se considere necesaria en el SNT para la atención del servicio público domiciliario de gas natural. Este valor se expresará en dólares americanos de la fecha de puesta en operación comercial (<i>oper</i>).
$IFPNI_{j,z,fb}$:	Valor eficiente de la inversión z que fue ejecutada en el año j del período tarifario $t - 1$, y no estaba incluida en el programa de nuevas inversiones o en el plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte, que esté y continúe en operación comercial en el período t , siempre y cuando esté justificada, y en criterio de la Comisión se considere necesaria en el SNT para la atención del servicio público domiciliario de gas natural. Este valor se expresará en pesos colombianos de la fecha base, <i>fb</i> .
$INO_{j,x}$:	Valor eficiente de la inversión x reconocida en IE_{t-1} o IAC_{t-1} o PNI_{t-1} que no esté o no continúe en operación comercial en el período tarifario t . También corresponde al valor de inversiones que se retiran de la base tarifaria por la ejecución de variantes. Este valor está expresado en dólares americanos de la fecha <i>ba</i> .
$INO_{j,x,fb}$:	Valor eficiente de la inversión x reconocida en IE_{t-1} o IAC_{t-1} o PNI_{t-1} que no esté o no continúe en operación comercial en el período tarifario t . También corresponde al valor de inversiones que se retiran de la base tarifaria por la ejecución de variantes. Este valor se expresará en pesos colombianos de la fecha base, <i>fb</i> .
PPI_{fb} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha base.
PPI_{ba} :	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Serie ID: WPSFD41312) para la fecha <i>ba</i> .
<i>ba</i> :	Fecha base en la que están los cargos aprobados aplicando la Resolución CREG 126 de 2010.
<i>oper</i> :	Fecha de puesta en operación comercial

Por la cual 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

- j*: Para IFPNI, año dentro el período tarifario $t-1$, y para INO, año dentro de los períodos tarifario $t-1$ y t .
- Z*: Número total de inversiones para los activos *IFPNI* en el año *j*.
- X*: Número total de inversiones para los activos *INO* en el año *j*.
- fb*: Fecha base.

Para la estimación de la variable $IFPNI_{j,z}$ el transportador deberá declarar a la Comisión los valores eficientes de los activos respectivos, y las fechas de entrada en operación de los mismos. Estos valores deberán corresponder a activos que claramente se asocien al rubro de inversiones que se remuneran en la vida útil normativa, y no al rubro de gastos de administración, operación y mantenimiento. Tampoco podrán corresponder a activos que busquen reemplazar infraestructura existente antes de terminar su vida útil normativa.

Adicionalmente se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- i. Cuando se trate de activos distintos a gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga.
- ii. Para el caso de gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 de la presente resolución. Para determinar el valor eficiente el transportador deberá declarar la información de que trata el Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- iii. Si se trata de obras de geotecnia, la Comisión analizará la razonabilidad de incluir dichos valores en la base tarifaria, teniendo en cuenta los siguiente criterios: (i) que estén debidamente justificados; (ii) que al momento de iniciar la obra, el gasoducto sobre el cual se realizó tenga más de cinco años de haber entrado en operación comercial; (iii) que al momento de iniciar la obra, el gasoducto sobre el cual se realizó tenga más de cinco años de habersele reconocido un valor para el siguiente período de vida útil normativa; y, (iv) no se incluirán valores que puedan estar cubiertos con pólizas de seguros.
- iv. Bajo ninguna circunstancia se incluirá, en el monto de las inversiones existentes, aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En todo caso, en la solicitud tarifaria, dichos retiros deberán: (i) ser declarados de conformidad con el procedimiento establecido en el numeral 4.4.4 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan; (ii) observar las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 080 de 2019, sin perjuicio de que la Comisión pueda considerarlos retirados con

Por la cual 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

base en información que tenga disponible; e, (iii) informar de dicho retiro a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

- v. La Comisión podrá realizar auditorías para verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación, y que sean declarados por el transportador en su solicitud tarifaria.

Parágrafo 1. El período de vida útil normativo de las inversiones para aumentar capacidad que se aprueben en la categoría de *IFPNI* se cuenta a partir de que estas entraron en operación.

Parágrafo 2. Durante la vigencia de esta metodología, la Comisión podrá actualizar los parámetros tales como IVA, agenciamiento aduanero, gastos en puerto, bodegaje en puerto, gravamen arancelario, flete interno, flete internacional, y flete en el exterior, entre otros, que determinan los coeficientes que utiliza el modelo de valoración de gasoductos y estaciones compresoras con la nueva información que identifique en el mercado. El director ejecutivo de la CREG comunicará la actualización de los parámetros mediante circular. Los resultados del modelo así actualizado sólo aplican para las nuevas inversiones a valorar a futuro.

Artículo 13. Programa de nuevas inversiones, PNI_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador reportará a la Comisión las variantes y extensiones tipo II que prevé poner en operación comercial durante el período tarifario t . Así mismo, deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos, y la información de que trata el Anexo 2 de la presente resolución.
- b) La Comisión determinará el valor a reconocer por estos activos a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 y la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución. Estos valores corresponderán a las inversiones del programa de nuevas inversiones, PNI_t , que se dividirán en:
- i. Inversiones en gasoductos de la red tipo II de transporte, $PNI_{II,t}$;
 - ii. Inversiones en variantes, $PNI_{v,t}$.

Las inversiones de $PNI_{v,t}$ no podrán corresponder a gasoductos que busquen reemplazar infraestructura existente antes de terminar su vida útil normativa, o a gasoductos que cumplirán su vida útil normativa en el período tarifario t .

Las inversiones de $PNI_{v,t}$ se incluirán en los cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución en el momento de su entrada en operación comercial, para lo cual se restará de la base tarifaria el valor del tramo de gasoducto que se reemplace con la variante debidamente justificada.

Las inversiones de $PNI_{II,t}$ se incluirán en los cargos regulados que adopte la Comisión conforme se establece en el Artículo 14 de la presente resolución, una vez entren en operación comercial.

Por la cual 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

Cuando un gasoducto incluido en el programa de nuevas inversiones, PNI_t , entre en operación, el transportador deberá declarar a la Comisión el costo real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en los formatos del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Si el valor real es distinto del valor $PNI_{v,t}$ o $PNI_{II,t}$ aprobado en los cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, o en las resoluciones de cargos particulares que remuneren las inversiones de $PNI_{II,t}$, para cada gasoducto, la Comisión determinará un valor ajustado $PNI_{v,t}^a$ o $PNI_{II,t}^a$, así:

$$PNI_{v,t}^a \text{ ó } PNI_{II,t}^a = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

Donde Real debe ajustarse así:

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

$PNI_{v,t}^a$: Valor ajustado de la inversión en variantes. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$PNI_{II,t}^a$: Valor ajustado de la inversión en gasoductos tipo II. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr : Valor aprobado para el gasoducto determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución, y aprobado en el programa de nuevas inversiones $PNI_{v,t}$ o $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la Fecha Base.

$Real$: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$Real_{opr}$: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial.

IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

M

R

Por la cual 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

IPP_{opr}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha de puesta en operación comercial de la variante con la información disponible al momento de cálculo.

c) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para proyectos del programa de nuevas inversiones.

En el plazo definido en el Artículo 8, el transportador deberá entregar un cronograma en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a cada proyecto del PNI. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma de cada proyecto del PNI, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1. Se excluirán del programa de nuevas inversiones los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Los terrenos e inmuebles que se requieran exclusivamente para la prestación del servicio de transporte de gas se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Parágrafo 2. La Comisión incluirá en los cargos regulados los valores de $PNI_{v,t}^a$ de acuerdo con lo establecido el Artículo 22 de la presente resolución.

Parágrafo 3. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Parágrafo 4. La vida útil normativa de los activos $PNI_{ll,t}^a$, se empezará a contar a partir del mes siguiente de la fecha de entrada en operación comercial.

Parágrafo 5. La Comisión podrá auditar la información declarada en el Anexo 3 de la presente resolución, y solicitar información adicional si así lo considera.

Parágrafo 6. Cuando se trate de inversiones de $PNI_{v,t}$, el valor ajustado $PNI_{v,t}^a$ se determinará únicamente para aquellas variantes con longitudes superiores o iguales a 1 kilómetro, y diámetros nominales iguales o mayores a 2 pulgadas. Para los gasoductos que no cumplan estas condiciones se mantendrá el valor de $PNI_{v,t}$.

Parágrafo 7. La CREG podrá incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados cuando el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a extensiones de red tipo II, sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo en cilindros, estimado para la misma demanda.

M

2

Por la cual 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

En todo caso, la CREG no aplicará el criterio establecido en este párrafo si la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte compromete la neutralidad entre los agentes que prestan el servicio en el área geográfica de influencia del proyecto.

Para efectos de estas estimaciones, la CREG utilizará la mejor información disponible, la cual incluirá, entre otros, información histórica de las diferentes componentes de la tarifa, información estadística por áreas geográficas, etc. Las estimaciones de costo unitario de prestación del servicio se harán teniendo en cuenta costos eficientes de tal forma que no se descontarán aportes que antes gubernamentales hagan para la construcción de gasoductos de red tipo II de transporte.

Las tarifas de transporte se modificarán en concordancia con lo establecido en el Artículo 28 cuando se incluyan inversiones de red tipo II de transporte en el cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

Artículo 14. Ejecución de extensiones de la red tipo II de transporte. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los cargos de los nuevos gasoductos de la red tipo II de transporte de gas natural se determinarán con sujeción a las disposiciones contenidas en la Resolución 141 de 2011, por la cual se establecen las disposiciones para la aplicación de los criterios de análisis para la inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte de gas natural dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

Artículo 15. Inversiones en aumento de capacidad, IAC_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión las inversiones en aumento de capacidad que prevé poner en operación durante el período tarifario t , expresado en pesos colombianos de la fecha base. Así mismo, deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos, y la información de que trata el Anexo 2 de la presente resolución.
- b) La Comisión determinará el valor a reconocer por estos activos a partir del mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 y la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución. Estos son valores de inversión de referencia los cuales se tendrán en cuenta al ajustar los cargos cuando los activos entren en operación comercial.

Cuando un gasoducto o una estación de compresión incluida en las inversiones en aumento de capacidad, IAC_t , entre en operación, el transportador deberá declarar a la Comisión el costo real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en los formatos del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.

Si el valor real es distinto del valor IAC_t aprobado en las resoluciones de los nuevos cargos adoptados con base en la metodología de la presente resolución, para cada gasoducto o estación de compresión, la Comisión determinará un valor ajustado IAC_t^a , así:

MA

R

Por la cual 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

$$IAC_t^a = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

Donde Real se ajusta así:

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

IAC_t^a: Valor ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr: Valor aprobado para el gasoducto o la estación de compresión determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución, y aprobado en inversiones en aumento de capacidad, *IAC_t^a*. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real: Valor real del gasoducto o de la estación de compresión determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real_{opr}: Valor real del gasoducto determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial.

IPP_{fb}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

IPP_{opr}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año en que entró en operación comercial la variante.

c) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para inversiones en ampliación de capacidad.

En el plazo definido en el Artículo 8 de la presente resolución, el transportador deberá entregar un cronograma en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a inversiones en aumento de capacidad. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

M

R

Por la cual 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

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma de inversiones en aumento de capacidad, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1. Se excluirán de las inversiones en aumento de capacidad los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Los terrenos e inmuebles que se requieran exclusivamente para la prestación del servicio de transporte de gas se remunerarán como un gasto de *AOM*.

Parágrafo 2. La Comisión incluirá en los cargos regulados los valores de IAC_t^a de acuerdo con lo establecido en el Artículo 22 de la presente resolución. En los cálculos tarifarios no se incluirán inversiones de *IAC* que no hayan entrado en operación. La vida útil normativa para estos activos se empezará a contar a partir de la entrada en vigencia de los cargos que remuneren la respectiva inversión.

Parágrafo 3. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Parágrafo 4. La Comisión podrá auditar la información declarada en el Anexo 3 de la presente resolución, y solicitar información adicional si así lo considera.

Parágrafo 5. Los productores – comercializadores podrán pactar ampliaciones en la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte y el acceso a esas ampliaciones será de uso exclusivo. Para estos efectos, tanto el productor – comercializador como el transportador, declararán la información relevante de la ampliación a la CREG, y mientras permanezca el contrato de la ampliación, la CREG no dará cargos regulados a esa infraestructura. No obstante, si técnicamente resulta posible que un tercero tenga acceso a esa infraestructura podrá hacerlo, en cuyo caso sólo pagará el cargo regulado del tramo en donde se ubique esa ampliación.

Artículo 16. Inversiones en estaciones entre transportadores. Las inversiones en estaciones de transferencia entre transportadores que sean realizadas a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución harán parte de la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador que requiera la estación.

Artículo 17. Inversiones no previstas en el *PNI* y en las *IAC*. En el evento en que un transportador identifique inversiones no previstas en el PNI_t , o en las IAC_t en el plan de inversiones declarado en el Artículo 9, podrá solicitar su inclusión en el plan de nuevas inversiones. Para esta declaración deberá aplicar los períodos definidos en Artículo 28.

Con la información anterior la Comisión determinará su necesidad para la prestación del servicio y si es el caso lo valores eficientes de referencia. La inclusión en los cargos se hará en los períodos previstos en el Artículo 28 posterior a la declaración de la puesta en operación comercial. Entretanto, para la remuneración de estas inversiones, el transportador aplicará, para remitentes

Por la cual 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

con demanda regulada y no regulada, los cargos regulados vigentes para el tramo o grupo de gasoductos del cual se derive la nueva inversión.

Artículo 18. Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento para la inversión existente, AOM_t^{IE} , para las inversiones en aumento de capacidad, AOM_t^{IAC} y para las del programa de nuevas inversiones $AOM_{II,t}^{PNI}$ se determinarán de acuerdo con los siguientes procedimientos:

18.1. Gastos de administración, operación y mantenimiento, para inversión existente, IE_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

18.1.1. Gastos contables de administración, operación y mantenimiento, $AOMg_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM registrados en su contabilidad en los últimos 4 años del período tarifario $t - 1$, en el formato 1 del Anexo 4 de la presente resolución. Estos gastos se desagregarán por tramo o grupo de gasoductos, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base. En la solicitud de cargos el transportador deberá justificar los criterios para calcular el $AOMg_{t-1}$ por tramos.
- b) La Comisión calculará el promedio aritmético de los valores declarados en el literal a), teniendo en cuenta los conceptos identificados con 1 y 1*. Este valor corresponderá a la variable $AOMg_{t-1}$.

Mediante circular de la Dirección Ejecutiva de la CREG, la Comisión podrá ajustar los formatos del Anexo 4 de la presente resolución cuando sea necesario, a fin de adecuarlo a la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, de acuerdo con las medidas que expidan las autoridades en dicha materia.

18.1.2. Gastos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, $AOMr_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) La Comisión calculará el promedio aritmético de los gastos de AOM reconocidos por la regulación mediante resolución de ajuste de cargos, considerando los últimos 4 años del período tarifario $t - 1$, expresados en pesos colombianos de la fecha base. Para estimar este valor no se tendrán en cuenta los gastos reconocidos por concepto de: i) compresión asociada al sistema de transporte; ii) corridas con raspador inteligente; iii) gas de empaquetamiento; y, iv) terrenos e inmuebles.
- b) Este valor corresponderá a la variable $AOMr_{t-1}$ y estará expresado en pesos colombianos de la fecha base asociada a la aplicación de la presente resolución.

Por la cual 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

Dentro de los AOM reconocidos, no se incluirán aquellos AOM asociados a inversiones *PNI* que se reconocieron en el período tarifario $t - 1$ para un período de 5 años.

18.1.3. Gastos de administración, operación y mantenimiento para la inversión existente en el horizonte de proyección, AOM_t^{IE} . Para la estimación de los gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección, AOM_t^{IE} , se considera un mecanismo para incluir una señal de eficiencia. Dicho mecanismo se calcula a partir de los gastos contables de administración, operación y mantenimiento, $AOM_{g_{t-1}}$ y los gastos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, $AOM_{r_{t-1}}$, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AOM_t^{IE} = \begin{cases} \frac{1}{2} \times (AOM_{g_{t-1}} + AOM_{r_{t-1}}) & \text{Si } AOM_{g_{t-1}} \leq 1,1 \times AOM_{r_{t-1}} \\ 1,05 \times AOM_{r_{t-1}} & \text{Si } AOM_{g_{t-1}} > 1,1 \times AOM_{r_{t-1}} \end{cases}$$

Donde:

AOM_t^{IE} ,: Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$AOM_{g_{t-1}}$: Gastos contables de AOM, promedio anual, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$AOM_{r_{t-1}}$: Promedio de gastos anuales reconocidos de AOM, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

En caso de que el transportador tenga un valor de $AOM_{g_{t-1}}$ superior a 1,1 veces el valor de $AOM_{r_{t-1}}$, la Comisión podrá decretar una prueba con el objetivo de comprobar que efectivamente la empresa tiene un valor de AOM eficiente superior al de la señal regulatoria. Cuando esto ocurra la CREG podrá en los cargos incorporar una señal diferente a la establecida en esta sección del artículo.

18.2. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a gasoductos de IAC, AOM_g^{IAC} . Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM asociados a cada proyecto de las inversiones en aumento de capacidad, para cada año del horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en los numerales 18.4, 18.5 y 18.6 de la presente resolución. Estos gastos deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable AOM_g^{IAC} .

AN

R

Por la cual 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

Los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión en aumento de capacidad, AOM_t^{IAC} , serán los siguientes:

$$AOM_t^{IAC} = \begin{cases} CFC_c^{IAC} & \text{si IAC es estación de compresión} \\ AOM_g^{IAC} + CAOM_g^{IAC} & \text{si IAC es gasoducto} \end{cases}$$

Donde:

CFC_c^{IAC} Gastos fijos anuales en compresión asociada a inversión en aumento de capacidad. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_g^{IAC} Gastos anuales de AOM asociados a la inversión en aumento de capacidad. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$CAOM_g^{IAC}$ Gastos anuales de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, costo de oportunidad del gas de empaquetamiento y terrenos e inmuebles de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de IAC. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.3. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a gasoductos de PNI tipo II, $AOM_{II,t}^{PNI}$. Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- El transportador declarará a la Comisión los gastos de AOM asociados a cada proyecto de $PNI_{II,t}$ para cada año del horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en los numerales 18.4 y 18.5 de la presente resolución. Estos gastos deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable AOM_{II}^{PNI} .

Los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión de $PNI_{II,t}$ serán los siguientes:

$$AOM_{II,t}^{PNI} = AOM_{II}^{PNI} + CAOM_{II}^{PNI}$$

Donde:

$AOM_{II,t}^{PNI}$ Gastos anuales de AOM asociados a gasoductos de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_{II}^{PNI} Gastos eficientes anuales de AOM asociados a cada proyecto de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual 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

$CAOM_{II}^{PNI}$ Gastos anuales de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, y terrenos e inmuebles de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de $PNI_{II,t}$. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.4. Otros gastos de administración, operación y mantenimiento, $OAOM_t$. Corresponderán a la suma de los gastos fijos en compresión asociada al sistema de transporte, GFC , corridas con raspador inteligente, GCR , costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, GGE , y terrenos e inmuebles, GTI , como se dispone a continuación:

18.4.1. Gastos fijos en compresión asociada a inversión existente, GFC_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

18.4.1.1 Gastos de compresión fijos contables, $AOMfc_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión los gastos directamente relacionados con cada estación de compresión, distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, incluidos en su contabilidad para los últimos cuatro años del período tarifario $t - 1$, en el formato del Anexo 8 de la presente resolución. Estos gastos incluirán los relacionados con lubricantes, mano de obra para operación y mantenimiento, y demás gastos administrativos y operativos de la respectiva estación, y deberán estar expresados en pesos colombianos de la fecha base.
- b) La Comisión calculará el promedio aritmético de los valores anuales declarados según el literal a) del presente numeral. Este valor corresponderá a la variable $AOMfc_{t-1}$.

18.4.1.2 Gastos de compresión fijos reconocidos, $AOMfr_{t-1}$. Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) La Comisión calculará el promedio aritmético de los gastos de compresión distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas reconocidos por la regulación mediante resolución de ajustes de cargos, para cada uno de los últimos cuatro años del período tarifario $t - 1$, y para cada estación de compresión.
- b) Este valor, expresado en pesos colombianos de la fecha base, corresponderá a la variable $AOMfr_{t-1}$.
- c) Para las estaciones de compresión que entraron en operación hace menos de 4 años o tengan falencias de información el cálculo se hará con la mejor información disponible en la Comisión.

18.4.1.3 Gastos fijos de cada estación de compresión asociada al sistema de transporte para el horizonte de proyección, $GFC_{i,h}$. Para la estimación de

MM

R

Por la cual 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

esta variable se aplicarán las siguientes ecuaciones:

$$GFC_{i,h} = \begin{cases} \frac{1}{2} \times (AOMfc_{i,t-1} + AOMfr_{i,t-1}) & \text{Si } AOMfc_{i,t-1} \leq 1,1 \times AOMfr_{i,t-1} \\ 1,05 \times AOMfr_{i,t-1} & \text{Si } AOMfc_{i,t-1} > 1,1 \times AOMfr_{i,t-1} \end{cases}$$

Donde:

$GFC_{i,h}$: Gastos anuales fijos de cada estación de compresión i por año para el horizonte de proyección, h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AOMfr_{i,t-1}$: Gastos anuales de compresión fijos reconocidos. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AOMfc_{i,t-1}$: Gastos anuales de compresión fijos contables. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Los gastos de compresión fijos para un tramo o grupo de gasoductos se determinarán así:

$$GFC_h = \sum_{i=1}^n GFC_{i,h}$$

Donde:

GFC_h : Gastos fijos de compresión asociados a un tramo o grupo de gasoductos por año para el horizonte de proyección h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

n : Número de estaciones de compresión asociadas a un tramo o grupo de gasoductos para el horizonte de proyección.

$GFC_{i,h}$: Gastos fijos de cada estación de compresión i por año para el horizonte de proyección, h . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.4.2. Gastos fijos en compresión asociada a inversión en aumento de capacidad IAC, CFC_c^{IAC} . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará los gastos anuales esperados directamente relacionados con cada estación de compresión c para el horizonte de proyección distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, e indicará el tramo o grupo de gasoductos al que está asociada la estación. Así mismo, entregará los soportes técnicos de estos gastos: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores y mantenimientos mayores, copia de las curvas típicas de consumo de lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas

Por la cual 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

dadas por los fabricantes, entre otros.

- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable CFC_c^{IAC} .

18.4.3. Gastos en corridas con raspador inteligente para el horizonte de proyección, GCR_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador reportará a la Comisión la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente para cada año del horizonte de proyección en que se realice dicho procedimiento. Así mismo, entregará los soportes técnicos de esta estimación, incluyendo el registro de las corridas del período tarifario t-1. Se reconocerá máximo una corrida con raspador inteligente cada cinco años. Estos gastos deberán ser expresados en pesos colombianos de la fecha base. Se debe presentar a la CREG un informe ejecutivo de los resultados de cada corrida.
- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable GCR_h .

Los gastos en corridas con raspador inteligente se reconocerán únicamente para gasoductos de diámetros iguales o superiores a 4 pulgadas.

18.4.4. Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección, GGE_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador reportará a la Comisión el gas de empaquetamiento para cada tramo de gasoducto, QGE_t , expresado en MBTU, y adjuntará los soportes del cálculo del QGE_t en la solicitud tarifaria. Para realizar los cálculos del QGE_t de los activos asociados a la inversión existente, se utilizarán las condiciones físicas promedio de operación de los treinta y seis (36) meses anteriores a la solicitud tarifaria.

Para los proyectos de *IAC* y PNI de proyectos de red tipo I y proyectos de la red tipo II de transporte, el transportador deberá realizar los cálculos teniendo en cuenta las condiciones físicas promedio de operación esperadas en el respectivo proyecto para los primeros doce (12) meses de operación. La Comisión podrá verificar o solicitar ampliación a la información reportada por el transportador.

- b) La Comisión tomará el precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información de los últimos doce meses en los que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado. Este precio corresponderá al

Por la cual 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

precio para valorar el gas de empaquetamiento PGE_t .

Este precio estará expresado en dólares de la fecha base. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Dirección Ejecutiva de la CREG podrá definir, mediante circular, un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

- c) La Comisión estimará el valor del gas de empaquetamiento, VGE_t , multiplicando la variable QGE_t por la variable PGE_t .
- d) La Comisión determinará el costo de oportunidad del capital invertido en el gas de empaquetamiento para cada año del horizonte de proyección, GGE_h , con base en la siguiente expresión:

$$GGE_h = VGE_t \times TRM \times Tkc$$

Donde:

GGE_h : Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

VGE_t : Precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el Artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información del año anterior más reciente en el que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado.

Este precio estará expresado en dólares americanos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante circular un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

TRM : TRM de la fecha base.

Por la cual 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

Tkc: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

18.4.5. Gastos en terrenos, inmuebles y servidumbres para el horizonte de proyección, GTI_h . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la Comisión el valor catastral de los terrenos, inmuebles y las escrituras de las servidumbres asociados exclusivamente a la prestación del servicio de transporte de gas natural, por tramo de gasoducto, expresado en pesos colombianos de la fecha base. Así mismo, entregará los soportes de esta valoración.
- b) La Comisión determinará el valor anual a incorporar en los gastos de AOM, durante el horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, calculado como el costo de deuda real, según definición en la metodología de tasa de descuento vigente, multiplicado por el valor catastral vigente reportado por el transportador. Este valor corresponderá a la variable GTI_h .

18.4.6 AOM totales de la inversión existente.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión existente, AOM_t^{IE} , serán los siguientes:

$$AOM_t = AOM_t^{IE} + OAOM_t + AGIM$$

Donde:

AOM_t : Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión existente. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

AOM_t^{IE} : Gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$OAOM_t$: Otros gastos de administración, operación y mantenimiento. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

$AGIM$: Remuneración de inversiones menores en el AOM, este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

18.5. Gastos en combustible o energía para compresión, GEC . Los gastos en combustible o energía eléctrica para la compresión se liquidarán y facturarán dentro de los primeros cinco días calendario del mes $m+2$ donde m es el mes de prestación del servicio de transporte:

- a) El transportador determinará el costo del suministro de combustible, o energía eléctrica (en estaciones que comprimen el gas utilizando energía eléctrica), en cada estación de compresión para liquidar y facturar a sus

AN

2

Por la cual 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

remitentes los costos fijos y los variables en combustible o energía eléctrica en que incurrió el transportador para operar dichas estaciones de compresión. Para esto, el transportador deberá:

1. Tomar el valor facturado por los proveedores de combustible o energía eléctrica para las estaciones de compresión, correspondiente al mes m de prestación del servicio de transporte.

En caso de que los proveedores de combustible o energía eléctrica incluyan en su factura el costo de cantidades distintas a las utilizadas para compresión, por ejemplo, cantidades para desbalances, pérdidas de gas o energía no destinada a estaciones de compresión, el transportador deberá desagregar el valor correspondiente a estaciones de compresión y a otros con base en las cantidades contratadas para el funcionamiento de las estaciones en el respectivo período.

La cantidad de combustible o energía eléctrica contratada para operar las estaciones de compresión deberá estar fundamentada en los consumos máximos esperados según las curvas típicas de consumo de combustible y energía eléctrica de las máquinas, de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes. Esta contratación deberá realizarse bajo criterios objetivos y transparentes de acuerdo con las reglas previstas en los mercados de cada uno de estos energéticos de los cuales deberá almacenar los soportes e información auditable.

2. Una vez determinado el valor del combustible y la energía eléctrica del mes m para las estaciones de compresión, el transportador lo asignará a cada estación a prorrata de la capacidad de compresión, según su uso, utilizadas en el mes m en cada estación.

El valor asignado a cada estación i corresponderá al valor de la variable GEC_i a facturar a los remitentes en el mes $m + 2$.

- b) El transportador calculará los gastos en combustible o energía a facturar a los remitentes en el mes $m + 2$ por la prestación del servicio de transporte en el mes m en cada tramo o grupo de gasoductos, k , que se definan para efectos tarifarios y donde haya estaciones de compresión, así:

$$GEC_k = \sum_{i=1}^n GEC_i$$

Donde:

GEC_k : Gastos en combustible o energía para compresión asociados a un tramo o grupo de gasoductos k a facturar en el mes $m + 2$. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

n : Número de estaciones de compresión asociadas a un tramo o grupo de gasoductos k .

GEC_i Gastos en combustible o energía para compresión para la estación

M

R

Por la cual 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

i. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

- c) El transportador publicará en su boletín electrónico de operaciones, para sus remitentes y para las entidades de vigilancia y control, la información que haya utilizado para determinar los costos en combustible o energía para cada estación de compresión a facturar a sus remitentes en el mes $m + 2$. Esta información incluirá valores facturados por los proveedores, valores facturados correspondientes a combustible y energía para estaciones de compresión, cantidades consumidas en cada estación de compresión, capacidad instalada en cada estación utilizada para asignar costos de combustible por estación, entre otros.
- d) El transportador conservará los soportes de cálculo de los costos en combustible o energía para cada estación de compresión, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten.

18.6. Remuneración de inversiones menores en el AOM, AGIM. Durante los primeros cinco años del horizonte de proyección dentro de los valores de AOM se remunerarán, con el debido soporte y justificación, los valores eficientes de las inversiones menores no incluidas en las inversiones IET, PNI e IAC asociadas exclusivamente al servicio de transporte para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- a) El transportador deberá declarar los activos de inversiones menores por tramo para cada uno de los años del período tarifario t acorde a la clasificación definida en el formato 3 del Anexo 4. Gastos de administración y mantenimiento.
- b) Los períodos de remuneración serán de cinco años.
- c) Se deberá presentar la información acorde a lo estipulado en el Artículo 9.
- d) Como en cada sistema de transporte los conceptos son generales a todo el sistema el transportador deberá, con criterios de eficiencia, desagregarlos en cada tramo regulatorio.

Parágrafo 1. La CREG podrá hacer auditorías sobre toda la información reportada por los transportadores relacionada con el cálculo del AOM.

Parágrafo 2. En la declaración de la información de $AOMg_{t-1}$ toda conducta que tenga por objeto o efecto incorporar gastos de AOM que regulatoriamente no se deben reconocer será reportada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia, en concordancia con las disposiciones de la Resolución CREG 080 de 2019 sobre reglas de comportamiento en el mercado.

Parágrafo 3. Los valores de AOM de que trata el presente artículo deberán ser declarados de manera anual para el período comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre para cada año.

Parágrafo 4. Los gastos de AOM asociados a corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento y terrenos e inmuebles, de proyectos que forman parte de las inversiones en gasoductos de IAC y de $PNI_{II,t}$, se determinarán siguiendo

M

3

Por la cual 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

el procedimiento descrito en los numerales 18.4.3. a 18.4.5. del presente artículo, cuando estos apliquen. Para estos efectos, el transportador reportará los gastos esperados por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos. La suma de estos tres gastos corresponderá a la variable $CAOM_g^{IAC}$ para inversiones de IAC y a la variable $CAOM_{II}^{PNI}$ para inversiones de $PNI_{II,t}$.

Artículo 19. Inversiones y gastos de AOM que se excluyen de los cargos de transporte. Las inversiones y los gastos de AOM correspondientes a activos de conexión, puntos de entrada, puntos de salida, estaciones de entrada, estaciones de salida, estaciones para transferencia de custodia, sistemas de almacenamiento, estaciones de compresión diferentes a las requeridas para el transporte de gas no serán consideradas para los cálculos de los cargos de transporte. Los costos de estos activos serán cubiertos por los agentes o usuarios que se beneficien de los mismos.

Aquellas conexiones, puntos de entrada, puntos de salida, estaciones de entrada, estaciones de salida y estaciones para transferencia de custodia, que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución se encuentren incluidas en los cargos de transporte, podrán mantenerse en la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador correspondiente. Igual tratamiento se dará a las ampliaciones o actualizaciones de dichos activos. El transportador, en su solicitud de nuevos cargos, deberá presentar la relación detallada de todos los elementos anteriormente enumerados.

Artículo 20. Cálculo del factor de utilización. Para la determinación del factor de utilización se utilizará la siguiente ecuación:

$$FU_x = \frac{\sum_b^e DMC + \sum_{e+1}^y DEC}{\sum_b^e CM + \sum_{e+1}^y CME}$$

Donde:

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x .

DMC : Demanda máxima de capacidad real, reportada por el transportador, para cada uno de los años del período comprendido entre el año b y el año e . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible. Esta demanda deberá ser mayor o igual a la máxima capacidad contratada para cada uno de los años comprendidos entre el año b y el año e . Expresada en kpcd.

DEC : Demanda máxima esperada de capacidad, para cada uno de los años del período comprendido entre el año $e + 1$ y el año y . Esta demanda deberá ser mayor o igual a la máxima capacidad contratada para cada uno de los años comprendidos entre el año $e + 1$ y el año y . Expresada en kpcd.

CM : Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los años del período comprendido entre el año b y el año e . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible. Expresado en kpcd.

M

R

Por la cual 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

CME: Es el máximo volumen de gas esperado transportable en un día de gas, para cada uno de los años del período comprendido entre el año $e + 1$ y el año y , calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en el Anexo 5 de la presente resolución. Expresado en kpcd.

b: Es el primer año de la vida útil normativa del tramo o grupo de gasoductos x . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o *loops*, la variable b corresponderá al resultado de calcular el promedio entre el primer año de vida útil normativa del tramo o grupo de gasoductos x , y el primer año de vida útil normativa de la ampliación.

e: Es el último año del período tarifario $t - 1$.

y: $y = b + 20$.

Parágrafo 1. El transportador deberá reportar las anteriores variables, debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos, tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos de transporte, entre otros.

Parágrafo 2. En el cálculo de factor de utilización no se incluirán cantidades de las variables *DMC*, *DEC*, *CM* y *CME* que resulten de la ejecución de proyectos de plan de abastecimiento de gas natural definido en el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2345 del mismo año, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 3. Cuando un tramo o grupo de gasoductos termine su primer período de vida útil normativa, el factor de utilización se volverá a contabilizar a partir del siguiente período de vida útil normativa. Si el tramo o grupo de tramos tuvo ampliaciones dentro del período tarifario anterior ($t-1$), se considera para el cálculo del factor de utilización contar el primer período de vida útil normativa a partir del valor de la variable b promediada.

Parágrafo 4. Para el cálculo de las variables e , b , y , se tomará el año calendario independiente del mes.

Artículo 21. Demandas esperadas de capacidad y de volumen. La demanda esperada de capacidad, *DEC*, y la demanda esperada de volumen, *DEV*, se determinará de conformidad con lo dispuesto a continuación:

a) El transportador reportará las demandas esperadas de capacidad y de volumen para cada tramo o grupo de gasoductos asociadas a la inversión existente, IE_t , y las demandas esperadas de capacidad y de volumen asociadas a cada uno de los proyectos de IAC_t y de $PN_{II,t}$.

Por la cual 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

Las demandas asociadas a la inversión existente, IE_t , corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_t , y las demandas esperadas de volumen, DEV_t , para el horizonte de proyección.

Las demandas asociadas a cada uno de los proyectos de IAC_t corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_t^{IAC} , y las demandas esperadas de volumen, DEV_t^{IAC} , para el horizonte de proyección de cada proyecto contado a partir del año de entrada en operación del respectivo activo. Para estos efectos, el transportador reportará las demandas esperadas por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Las demandas asociadas a cada uno de los proyectos de PNI_{II} corresponderán a las demandas esperadas de capacidad, DEC_{II}^{PNI} , y las demandas esperadas de volumen, DEV_{II}^{PNI} , para el horizonte de proyección de cada proyecto contado a partir del año de entrada en operación del respectivo activo. Para estos efectos, el transportador reportará las demandas esperadas por proyecto y por tramo o grupos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Estas demandas deberán estar debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos, tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos firmes de transporte vigentes para el horizonte de proyección, entre otros.

Cuando se trate de un tramo con condición de contraflujo, las demandas esperadas de capacidad y de volumen a reportar por el transportador corresponderán a las capacidades agregadas esperadas en ambas direcciones, y a los volúmenes agregados esperados en ambas direcciones, respectivamente. Además, el transportador deberá reportar dichas demandas para cada dirección contractual.

Adicionalmente, el transportador deberá declarar a la CREG la capacidad total contratada por tramo o grupo de gasoductos definido para efectos tarifarios, desagregada por tipo de remitente (distribuidor-comercializador, industria, generador térmico, comercializador de gas natural vehicular), para cada año del horizonte de proyección. Esta información deberá ser consistente con la declarada por el transportador al gestor del mercado.

- b) Una vez se inicie el trámite administrativo tendiente a resolver la solicitud tarifaria, el director ejecutivo de la Comisión publicará, mediante circular, las demandas esperadas de capacidad y de volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente.
- c) En las Demandas Esperadas de Capacidad DEC y en las Demandas Esperadas de Volumen DEV no se considerarán los proyectos IPAT.
- d) Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la Comisión, los terceros interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la Comisión en relación con las proyecciones de demanda del

M

3

Por la cual 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

transportador. De estas preguntas y comentarios se dará traslado al transportador para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, responda las preguntas y se pronuncie sobre los comentarios, en documento que deberá presentar a la Comisión dentro de este último plazo.

- e) La Comisión analizará la información mencionada en los literales a) y c) de este numeral, la confrontará con la disponible en la Comisión, y podrá exigir explicaciones al transportador, de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición.

Así mismo, la Comisión podrá decretar pruebas dentro del proceso tarifario para evaluar las proyecciones de demanda reportadas por el respectivo agente. De ser necesario, la Comisión solicitará al transportador que revise y ajuste, si es necesario, la proyección de demanda.

- f) En todo caso, no se admitirán demandas esperadas de capacidad y de volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el factor de utilización normativo que se define en el numeral 21.1 de la presente resolución.

- g) Las demandas resultantes de los análisis previstos en los literales d) y e) de este numeral corresponderán a: (i) las variables DEC_t^a y DEV_t^a que serán utilizadas para el cálculo de los cargos de transporte que remuneran la inversión existente, IE_t ; (ii) las variables DEC_t^{IACa} y DEV_t^{IACa} que serán consideradas en la revisión tarifaria de que trata el Artículo 8 de la presente resolución al momento de incluir la inversión IAC_t^a en los cargos regulados; y, (iii) las variables DEC_{II}^{PNia} y DEV_{II}^{PNia} que serán consideradas en los cargos regulados que se adopten para inversiones de $PNI_{II,t}$.

- h) Para efectos del cálculo de los cargos de transporte se tendrá en cuenta: (i) la proyección de demanda entregada por el transportador, sin incluir las pérdidas de gas en el sistema de transporte; (ii) las observaciones que las partes interesadas formulen a las proyecciones del transportador; y, (iii) la información en el gestor del mercado del valor de la demanda para cada tramo o grupo de gasoductos en los últimos tres (3) años. Para los primeros cinco (5) años del horizonte de proyección, los valores de demanda no podrán ser inferiores al promedio de los valores de los 3 últimos años del período tarifario $t-1$. El gestor deberá tener disponible dicha información, de no haber sido recibida de los agentes, el Gestor deberá hacer el respectivo reporte a la SSPD.

- i) Cuando se observe que la declaración de la demanda en cada uno de los primeros 5 años del horizonte de proyección es inferior al promedio de los 3 últimos años de los valores que están en el gestor del mercado, la CREG utilizará el promedio de demanda del gestor para cada uno de los años que estén por debajo de dicho promedio, salvo en los casos en los que el transportador demuestre lo contrario.

- j) Si al aplicar el factor de ajuste a la DEC_t y la DEV_t se obtienen valores superiores a la $CMMP$, la DEC_t^a y la DEV_t^a se acotarán a la $CMMP$.

M

R

Por la cual 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

- k) Para el cálculo de la capacidad máxima de mediano plazo, el transportador deberá aplicar el procedimiento establecido en el Anexo 5 de la presente resolución. Esta capacidad deberá estar desagregada para el sistema de transporte asociado a: (i) la inversión existente, IE_t ; (ii) la inversión existente, IE_t , más cada uno de los proyectos de IAC_t , como se establece en el Anexo 5 de la presente resolución; y, (iii) la inversión de $PNI_{II,t}$.

21.1. Factor de utilización normativo. Cuando se trate de grupo de gasoductos, para efectos de aplicar el factor de utilización normativo, se tendrá en cuenta la capacidad máxima de mediano plazo del tramo donde se encuentren los puntos de entrada o las inyecciones de gas del respectivo grupo de gasoductos. El factor de utilización normativo se establecerá con sujeción a las siguientes reglas:

21.1.1. Factor de utilización normativo para STT. El factor de utilización normativo para un *STT* será igual a 0,5. Si el factor de utilización de un *STT* es inferior al factor de utilización normativo, la Comisión ajustará la *DEC* y la *DEV*, multiplicándolas por el siguiente factor:

$$FA_x = 0,5 \times \left(\frac{1}{FU_x} \right)$$

Donde:

FA_x : Factor de ajuste para el tramo o grupo de gasoductos x . Factor de ajuste a las demandas para el tramo o grupo de gasoductos x .

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x , según lo definido en el Artículo 20 de la presente resolución.

21.1.2. Factor de utilización normativo para SRT. El factor utilización normativo para un *SRT* será igual a 0,4. Si el factor de utilización de un *SRT* es inferior al factor de utilización normativo, la Comisión ajustará la *DEC* y la *DEV* multiplicándolas por el siguiente factor:

$$FA_x = 0,4 \times \left(\frac{1}{FU_x} \right)$$

Donde:

FA_x : Factor de ajuste para el tramo o grupo de gasoductos x .

FU_x : Factor de utilización para el tramo o grupo de gasoductos x , según lo definido en el Artículo 20 de la presente resolución.

Artículo 22. Cargos máximos regulados por servicios de transporte de capacidad firme. La Comisión establecerá, para cada tramo o grupo de gasoductos, cargos máximos regulados para remunerar los costos de inversión y gastos de AOM, aplicables al servicio de transporte de capacidad firme, siguiendo los siguientes lineamientos.

Por la cual 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

- a) Para incluir en los cargos regulados los valores de IAC_t^a y AOM_t^{IAC} , el transportador deberá solicitar el ajuste tarifario un mes antes al cumplimiento de los periodos definidos en el Artículo 26 de la presente resolución.
- b) Se somete el servicio de transporte en contratos de capacidad firme al régimen de libertad regulada definido en la Ley 142 de 1994. En consecuencia, este servicio se remunerará a través de los cargos regulados de que trata la presente resolución. De conformidad con los artículos 14.10 y 88.1 de la misma Ley, los cargos fijos y variables que remuneran los costos de inversión son cargos máximos. Por tanto, para la aplicación del procedimiento de que trata el Artículo 41 de la presente resolución, el transportador podrá ofrecer cargos fijos y variables inferiores a los calculados según lo dispuesto en los numerales 22.1 a 22.3 de la presente resolución, dando cumplimiento en todos los casos al principio de neutralidad, en los términos de la Ley 142 de 1994.
- c) Conforme a los lineamientos indicados en el Artículo 29 de la presente resolución, la CREG podrá establecer cargos regulados de transporte para remunerar la inversión y los gastos de AOM agregando (i) tramos regulatorios, o (ii) dividiendo tramos regulatorios, correspondientes a los grupos de gasoductos que se definieron en las resoluciones particulares de cargos aplicados en el período tarifario $t - 1$.
- d) En el cálculo de los cargos regulados de que trata el presente artículo no se considerarán demandas generadas por proyectos de IPAT.
- e) Para el cálculo de los cargos regulados de referencia de los tramos que tengan inversiones y gastos para atender necesidades de contraflujo, se deberá tener en cuenta la inversión total en dichos tramos y la demanda equivalente como la suma de las demandas en los dos sentidos. El AOM será el total de los gastos de AOM en dichos tramos. El transportador y el remitente aplicarán los artículos 41 y 42 de la presente resolución para la determinación de los cargos que remuneran inversiones y gastos de AOM.

22.1. Cálculo de cargos fijos regulados de referencia para la remuneración de la inversión. Para el cálculo de los cargos fijos se aplicará la siguiente expresión:

$$CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}} = \frac{(IE_t + I_t + PNI_{v,t}^a + PNI_{ll,t}^a + IAC_t^a) \times \lambda_f}{VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI-II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde:

$CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}}$: Cargo fijo que remunera costos de inversión existente y las inversiones I_t , $PNI_{v,t}^a$, $PNI_{ll,t}^a$, IAC_t^a , expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

M

R

Por la cual 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

IE_t :	Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
I_t :	Es el valor presente de los valores I_j con la Tkc , conforme al Artículo 12.
$PNI_{v,t}^a$:	Valor presente ajustado de la inversión en variantes con la Tkc . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{v,t}^a$ entre en operación conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.
$PNI_{II,t}^a$:	Valor presente ajustado de inversiones del PNI correspondientes a redes tipo II con la Tkc . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{II,t}^a$ entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.
IAC_t^a :	Valor presente ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión con la tasa Tkc . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 14 de la presente resolución. Cuando la IAC_t^a entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.
λ_f :	Corresponde a uno de los siguientes valores: 0; 0,10; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.
DEC_t^a :	Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .
DEC_t^{PNI-II} :	Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II, $PNI_{II,t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .
DEC_t^{IAC} :	Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme

Por la cual 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

a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .

Tkc: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

$VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI-II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de la demanda $DEC_t^a + DEC_t^{PNI-II} + DEC_t^{IAC}$ descontada a la tasa *Tkc*.

22.2. Cálculo de cargos variables regulados de referencia para la remuneración de la inversión. Para el cálculo de los cargos variables se aplicará la siguiente expresión:

$$CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}} = \frac{(IE_t + I_t + PNI_{v,t}^a + PNI_{II,t}^a + IAC_t^a) \times \lambda_v}{VP(DEV_t^a + DEV_t^{PNI-II} + DEV_t^{IAC}, Tk_v)}$$

Donde:

$CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}}$: Cargo variable que remunera costos de inversión existente y las inversiones I_t , $PNI_{v,t}^a$, $PNI_{II,t}^a$, IAC_t^a , expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc-año.

IE_t : Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base.

I_t : Es el valor presente de los valores I_j con la Tk_v , conforme al Artículo 12.

$PNI_{v,t}^a$:: Valor presente ajustado de la inversión en variantes con la Tk_v . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{v,t}^a$ entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

$PNI_{II,t}^a$: Valor presente ajustado de inversiones del PNI correspondientes a redes tipo II con la tasa Tk_v . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 13 de la presente resolución. Cuando la $PNI_{II,t}^a$, entre en operación conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

Por la cual 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

IAC_t^a : Valor presente ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión con la tasa Tkv . Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base, el cual debe ajustarse siguiendo lo expresado en el Artículo 14 de la presente resolución. Cuando la IAC_t^a entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

λ_v : $1-\lambda_f$

DEV_t^a : Demanda esperada de volumen asociada a la inversión existente, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .

$DEV_t^{PNI_{II}}$: Demanda anual esperada de volumen asociada a la inversión tipo II, $PNI_{II,t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .

DEV_t^{IAC} : Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpc-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .

Tkv : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

$VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI_{II}} + DEC_t^{IAC}, Tkv)$: Valor presente de la demanda $DEV_t^a + DEV_t^{PNI_{II}} + DEV_t^{IAC}$ descontada a la tasa Tkv .

22.3. Parejas de cargos regulados. Corresponderán al conjunto de parejas de cargos que se formarán teniendo en cuenta los cargos calculados de conformidad con lo establecido en el Artículo 22 de la presente resolución, así:

$$(CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}}, CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}})$$

Donde:

$CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}}$: Cargo fijo total, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

Por la cual 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

$CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}}$: Cargo variable total, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpc-año.

22.4. Cálculo de cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, IE_t . Para el cálculo de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, se aplicará la siguiente expresión:

$$CFAOM_t^{IE_PNI_IAC} = \frac{VP(AOM_t^{IE} + AOM_{II,t}^{PNI} + AOM_t^{IAC}, Tkc)}{VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI-II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde:

$CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$: Cargos fijos que remuneran los gastos de AOM de inversión existente, PNI e IAC para el período tarifario t , expresados en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

AOM_t^{IE} : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones $IE_t + I_t$ para el horizonte de proyección, expresados en pesos colombianos de la fecha base.

$AOM_{II,t}^{PNI}$: Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones $PNI_{II,t}^a$. Cuando la $PNI_{II,t}^a$ entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

AOM_t^{IAC} : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de inversión existente de las inversiones IAC_t^a . Cuando la IAC_t^a entre en operación, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se recalculará el $CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$ teniendo en cuenta los valores de demanda para el horizonte de proyección contados desde ese año.

DEC_t^a : Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .

DEC_t^{PNI-II} : Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II, $PNI_{II,t}$, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .

DEC_t^{IAC} : Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC, para el horizonte de proyección, expresada en kpcd-año. Cuando, conforme a las disposiciones del Artículo 28 se incluya alguna inversión

Por la cual 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

$PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a en los cargos los valores de demanda se deberán actualizar para el horizonte de proyección aplicando las disposiciones Artículo 21 .

Tkc : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

$VP(AOM_t^{IE} + AOM_{II,t}^{PNI} + AOM_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de los gastos de administración, operación y mantenimiento para $AOM_t^{IE} + AOM_{II,t}^{PNI} + AOM_t^{IAC}$, descontados a la tasa Tkc .

$VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI-II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)$: Valor presente de la demanda esperada de capacidad $DEC_t^a + DEC_t^{PNI-II} + DEC_t^{IAC}$, descontadas a la tasa Tkc .

Parágrafo 1. Para la actualización de la información cuando se incluyen inversiones $PNI_{II,t}^a$ ó IAC_t^a se extenderán las series de demanda de capacidad y de volumen así como de los gastos de AOM hasta completar el horizonte de proyección de 20 años, a partir de la aplicación de las disposiciones del Artículo 21 . En el caso del AOM_t^{IE} se extenderán los valores hasta completar el horizonte de proyección de 20 años, considerando los valores i) AOM_t^{IE} y ii) $OAOM_t$.

Parágrafo 2. La CREG podrá establecer cargos regulados de transporte para una porción de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a un grupo de gasoductos. En tal caso, la porción restante se remunerará a través de cargos independientes para cada tramo.

Artículo 23. Cargos para el servicio de transporte de gas a contraflujo. Los cargos máximos para el servicio de transporte de gas a contraflujo serán los mismos adoptados para el respectivo tramo o grupo de gasoductos, de conformidad con el Artículo 22 de la presente resolución.

Parágrafo. El transportador estará obligado a atender las solicitudes de servicio de transporte a contraflujo si la prestación de este servicio es técnicamente viable. En caso de que el transportador indique que no es factible la prestación del servicio a contraflujo, deberá justificarlo.

Artículo 24. Actualización de cargos regulados. Los cargos regulados calculados de conformidad con el Artículo 22 de la presente resolución se actualizarán aplicando las siguientes reglas:

24.1. Actualización de las Parejas de Cargos Regulados. El transportador actualizará las parejas de cargos regulados al finalizar cada año transcurrido desde la fecha base, de acuerdo con la variación anual del IPP definido en el Artículo 2 de la presente resolución, mediante la siguiente fórmula:

$$\left(CFI_{t,\lambda_f}, CVI_{t,\lambda_v} \right)_x = \left(CFI_{IE_PNI_IAC,t,\lambda_f}, CVI_{IE_PNI_IAC,t,\lambda_v} \right)_{fb} \times \frac{IPP_{x-1}}{IPP_{fb}}$$

Por la cual 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

Donde:

$(CFI_{t,\lambda_f}, CVI_{t,\lambda_v})_x$: Pareja de cargos regulados aplicables en el año x .

$(CFI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_f}}, CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda_v}})_{fb}$: Pareja de cargos regulados, para la fecha base, establecida de conformidad con el numeral 22.3 de la presente resolución.

IPP_{x-1} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año $x - 1$.

IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año de la fecha base.

x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

24.2. Actualización de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM. El transportador actualizará los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM al finalizar cada año transcurrido desde la fecha base, de acuerdo con la variación anual del IPC nacional definido en el Artículo 2 de la presente resolución, mediante la siguiente fórmula:

$$CFAOM_x = CFAOM_t^{IE_PNI_IAC} \times \frac{IPC_{x-1}}{IPC_{fb}}$$

Donde:

$CFAOM_x$: Cargo regulado de AOM aplicable en el año x .

$CFAOM_t^{IE_PNI_IAC}$: Cargo regulado de AOM para la fecha base, establecido de conformidad con el numeral 22.4 de la presente resolución.

IPC_{x-1} : Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes de diciembre del año $x - 1$.

IPC_{fb} : Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes de diciembre del año de la fecha base.

x : Año en el cual se aplica el cargo regulado de AOM.

Parágrafo 1. En caso de que alguno de los índices que se utilizan para actualización se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante circular el nuevo índice.

Parágrafo 2. La aplicación de los cargos a las cantidades contratadas y a los volúmenes transportados se hará como se establece en el Artículo 43 de la presente resolución.

Artículo 25. Costo de capital. La Comisión aplicando la metodología incluida

Por la cual 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

en la Resolución CREG 004 de 2021 y aquella que la modifique adicione o sustituya, en resolución aparte, determinará las siguientes tasas para hacer el cálculo de los cargos:

Tkc: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos colombianos.

Tkv: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en pesos colombianos.

Tkip: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos IPAT de los planes de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo. Cuando se dé aplicación a lo previsto en el Artículo 28 y se ajusten los cargos, para el tramo o grupo de gasoductos objeto del cálculo tarifario, se utilizará en el cálculo la tasa de descuento con el procedimiento previsto en el parágrafo del artículo 4 de la Resolución CREG 004 de 2021, o la que la modifique o sustituya.

Capítulo II **Disposiciones sobre vida útil normativa**

Artículo 26. Determinación de la vida útil de un activo. Para los activos asociados a la IE_t , la vida útil se contará, según cada caso, a partir de: i) su fecha de entrada en operación comercial, ii) el reconocimiento de un costo de oportunidad de acuerdo con la Resolución CREG 001 de 2000, iii) el reconocimiento por primera vez en los cargos tarifarios aprobados por la CREG, o iv) el ajuste tarifario por aplicación de un nuevo período de vida útil normativa con los valores VAO_t o $VRAN_t$.

Para los activos asociados a las IAC_{t-1} , la vida útil se contará a partir de la fecha de entrada en vigencia de los cargos calculados con la Resolución CREG 126 de 2010. Para los activos asociados a las IAC_t , $PNI_{II,t}$ y activos que se remplacen al finalizar el período de vida útil normativa, la vida útil normativa se contará a partir del mes y del año de la entrada en vigencia de los cargos del respectivo activo.

En el caso de los activos $PNI_{v,t}$ la vida útil normativa corresponde a la del activo principal.

Artículo 27. Inversión a reconocer en activos que cumplan el período de vida útil normativa. Para aquellos activos en servicio, exceptuando terrenos y edificaciones, cuya vida útil normativa se cumpla dentro del período tarifario vigente, se aplicarán las siguientes reglas:

a) Dentro del término establecido en el Artículo 8 de la presente resolución, el

M

R

Por la cual 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

transportador deberá declarar los activos que cumplirán el período de vida útil normativa durante los primeros cinco años del período tarifario t .

En esta identificación, el transportador declarará, en el Anexo 2 de la presente resolución, tal como consta en las respectivas resoluciones particulares y/o en los documentos soporte:

- i. Nombre del activo.
- ii. El año y mes de entrada en operación.
- iii. El año y mes en el que la Comisión por primera vez lo reconoció en los cargos tarifarios.
- iv. El año y mes en el que se cumplirá el período de vida útil normativa.
- v. Si tiene variantes, debe declarar la fecha de entrada en operación y sus características de acuerdo con el Anexo 2.

Si dentro del término establecido en el Artículo 8, el transportador no declara la información requerida, la Comisión podrá iniciar, de oficio, las actuaciones administrativas que permitan asignar valor cero al activo y el ajuste en los cargos.

- b) Para cada uno de los activos que terminan el período de vida útil normativa, el transportador declarará:
- i. La decisión de reponer o continuar con el activo para la siguiente vida útil normativa, con base en la información de que dispone el transportador y el mecanismo de valoración CREG del Anexo 1 de la presente resolución.
 - ii. Para los activos que decida seguir operando, la información solicitada en el Anexo 2 de la presente resolución.
 - iii. Para los activos que decida reemplazar manteniendo la misma capacidad de transporte, la información solicitada en el Anexo 2 de la presente resolución. En este caso, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones, se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 22, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda_f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda_v}$.
 - iv. Si el transportador considera que el activo que cumple vida útil normativa tiene una capacidad diferente a la requerida y decide reemplazarlo en su totalidad por uno de mayor capacidad, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 22, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_PNI_II_{t,\lambda_f}$ y $CVI_PNI_II_{t,\lambda_v}$.
 - v. Si el transportador mantiene el activo existente y hace una ampliación de capacidad mediante un loop o una estación de compresión, deberá seguir

M

R

Por la cual 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

el procedimiento previsto para una IAC, y para el activo que continúa operando deberá entregar la información correspondiente a lo definido en el literal e) del presente artículo.

- c) La Comisión verificará el año de finalización del período de vida útil normativa, e identificará los valores de los activos en los cargos tarifarios vigentes que cumplirán el período de vida útil normativa durante el período tarifario t de cinco años, de acuerdo con la información contenida en las respectivas resoluciones particulares y/o en los documentos soporte, entre otros.
- d) En caso de que la empresa declare que requiere reponer el 100% del activo que finaliza el período de vida útil normativa, la Comisión aplicará el procedimiento establecido en el Anexo 1 de la presente resolución para determinar el costo de reposición a nuevo de cada activo, *VRAN*. Este valor no incluirá estaciones reguladoras de puerta de ciudad, *ERPC*, las cuales se valorarán según lo establecido en el Artículo 45 de la presente resolución. En este caso, el AOM y la demanda de capacidad y de volumen serán los previstos para el respectivo tramo antes de su reemplazo.

Para el caso de gasoductos en los que se hayan construido variantes durante el período de vida útil normativa, no será necesario declarar que se requiere reponer la variante, siempre y cuando la variante no tenga más de cinco años de construida y esté en condiciones de continuar en operación durante un nuevo período de *VUN*, contado a partir de la fecha de entrada en operación comercial. El transportador deberá documentar y declarar la condición de la variante.

- e) Si la decisión del transportador es continuar operando el activo existente, deberá seguir el siguiente procedimiento:
- i. El transportador declarará el tipo de inversión y su valor, para los siguientes cinco años, que requiere el activo para continuar operando durante su vida útil normativa, con el suficiente detalle y justificación. Esta información deberá ser declarada de acuerdo con Anexo 2 de la presente resolución.
 - ii. Según el tipo de inversión y el valor de la inversión, la CREG podrá contratar un auditor para: (i) verificar la necesidad de la inversión, y (ii) establecer un valor eficiente de referencia de la inversión.
 - iii. En la determinación de los cargos tarifarios, la CREG incluirá el valor de las inversiones eficientes calculadas en el literal vi) que requiere el transportador para mantener en operación el activo. En este caso, el AOM y la demanda de capacidad y de volumen serán los previstos para el respectivo tramo, antes de su reemplazo.
 - iv. Mientras el transportador ejecuta el 100% de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, se retirará de la base de activos el valor correspondiente al activo que ha cumplido período de vida útil normativa, y en la base tarifaria se reconocerá el valor eficiente determinado por la CREG del valor presente de las inversiones para

M

J

Por la cual 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

mantener en operación el activo. En las resoluciones de cargos particulares se reconocerán las inversiones declaradas para los siguientes cinco años con el valor eficiente determinado por la CREG.

- v. Los valores de inversión aprobados en el presente literal remunerarán todas las inversiones eficientes requeridas, tales como inversiones en reparaciones, variantes y reposiciones parciales, para mantener la integridad y seguridad de los activos correspondientes durante su nuevo período de vida útil normativa.
- vi. Cuando el transportador ejecute el 100% de cada una de las inversiones que requiere para mantener en operación el activo, en la base tarifaria solo se reconocerá el valor eficiente de las inversiones ejecutadas, las cuales se incluirán en cargos de acuerdo con lo establecido en el Artículo 28 de la presente resolución. El valor eficiente, *VAO*, se determinará siguiendo las siguientes fórmulas:

$$VAO = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

VAO: Valor eficiente de la inversión en caso de que el transportador decida continuar operando el activo durante el siguiente período de vida útil normativa. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr: Valor aprobado de las inversiones para mantener el activo en operación, determinado con base en lo establecido en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real: Valor real de las inversiones para mantener el activo en operación determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real_{opr}: Valor real de las inversiones para mantener el activo en operación, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial. Los valores en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos utilizando la TRM de la fecha de puesta en operación comercial.

M

R

Por la cual 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

IPP_{fb} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

IPP_{opr} : Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes en que entró en operación comercial.

f) Si la decisión del transportador es reemplazar el activo existente, deberá seguir el siguiente procedimiento:

i. Cuando el transportador decida reemplazar un activo que cumple vida útil normativa por otro de distintas características de longitud y diámetro, se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI. Para el cálculo de cargos para este tipo de inversiones se deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 22 de la presente resolución, siguiendo los procedimientos establecidos para $CFI_{PNI-II_{t,\lambda_f}}$ y $CVI_{PNI-II_{t,\lambda_v}}$. en los siguientes casos:

a. Cuando sea un diámetro diferente al existente.

b. Cuando la longitud tenga una diferencia de +/- 10% a la del trazado original.

En caso de aplicarse cualquiera de los literales a. o b. el transportador deberá justificar el cambio en su solicitud.

ii. Mientras el transportador repone el activo, se continuará reconociendo el valor del activo que se encuentra en la base tarifaria.

iii. Cuando el transportador remplace el 100% del activo, el valor eficiente, $VRAN$, se determinará siguiendo las siguientes fórmulas:

$$VRAN = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 * Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

$$Real = Real_{opr} \times \frac{IPP_{fb}}{IPP_{opr}}$$

Donde:

$VRAN$: Valor eficiente de la inversión del nuevo activo. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Apr : Valor aprobado para el nuevo activo, determinado con base en lo establecido en el Anexo 1, en la información reportada según el

Por la cual 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

Anexo 2 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real: Valor real del nuevo activo, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.

Real_{opr}: Valor real del nuevo activo, determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha de puesta en operación comercial. Los valores en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos utilizando la TRM de la fecha de puesta en operación comercial.

IPP_{fb}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para la fecha base.

IPP_{oper}: Índice de Precios al Productor Oferta Interna, reportado por el DANE para el mes de diciembre del año en que entró en operación comercial el nuevo activo.

g) El transportador, en su solicitud de cargos, deberá informar el cronograma para: (i) construir el gasoducto que va a reemplazar, y (ii) realizar las inversiones para mantener el gasoducto en operación.

En el plazo definido en en el Artículo 8 de la presente resolución, el transportador deberá entregar un cronograma, en formato Microsoft Project, en el que se incluya el diagrama Gantt correspondiente a cada proyecto. Este cronograma deberá ser reportado a la SSPD para lo relativo a su competencia.

En caso de modificaciones a las fechas de puesta en operación comercial establecidas en el cronograma, el transportador deberá comunicar formalmente los cambios y la justificación de los mismos a la Comisión y a la SSPD.

Parágrafo 1. El gasoducto ramal al cual se le apliquen las disposiciones descritas en el presente artículo continuará estampillado.

Parágrafo 2. Para variantes el período de vida útil normativo será el mismo del tramo correspondiente.

Parágrafo 3. Para inversiones IAC el período de vida útil normativo será determinado a partir de su puesta en operación comercial.

Parágrafo 4. Para gasoductos tipo II que al cumplir su VUN, cambian su punto de entrada o punto de salida o su CMMP se considerará para el trámite de cargos con un tratamiento similar al de los activos que hacen parte del programa de nuevas inversiones, PNI.

Por la cual 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

Parágrafo 5. En el caso de que el transportador identifique que un tramo de gasoducto debería ser abandonado por razones insalvables de tipo técnico o de suficiencia financiera bajo condiciones de eficiencia económica deberá presentar a la CREG la justificación correspondiente y un plan de acción en el que se establezca cómo se va a atender a la demanda que depende del gasoducto que pretende abandonar y la CREG determinará la necesidad del abandono. El plan de atención a la demanda deberá presentarse al menos un año antes de que este hecho suceda. Si se confirma lo solicitado por el transportador la CREG retirará dicho activo de la base correspondiente.

Parágrafo 6. Durante la vigencia de la presente metodología, si el transportador requiere desarrollar inversiones adicionales a las declaradas para los primeros 5 años del nuevo período VUN el transportador podrá presentarlas con la justificación correspondiente a consideración de la Comisión. En caso de ser aceptadas se aplicarán las disposiciones del Artículo 28.

Artículo 28. Reglas para la inclusión de inversiones que han cumplido período de vida útil normativa, IAC_t , $PNI_{II,t}$, $PNI_{v,t,l}$, y valores de AOM_t^{IAC} y $AOM_{II,t}^{PNI}$ en los cargos regulados. La Comisión podrá realizar revisiones tarifarias de oficio cada dos años a partir de la fecha de entrada en vigencia de los cargos aprobados por la CREG con base en la metodología de la presente resolución, teniendo en cuenta las inversiones, las demandas y los gastos de AOM asociados a proyectos IAC_t , $PNI_{II,t}$, $PNI_{v,t,l}$, así como las incluidas en el Artículo 17 y en el Artículo 29 de la presente resolución.

Título III Otras disposiciones

Capítulo I Agregación o seccionamiento de tramos

Artículo 29. Agregación o seccionamiento de tramos existentes. La Comisión, cuando evidencie que la agregación de los tramos regulatorios o seccionamiento de tramos permiten aumentar la oferta de gas en el mercado y, en consecuencia, garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia, aplicará los siguientes aspectos:

- a) Casos en los que iniciará el proceso:** podrá establecer cargos regulados de transporte agregando dos (2) o más tramos regulatorios o seccionando un (1) tramo, en los siguientes casos:
- i. Cuando en los planes de abastecimiento de gas natural se solicite agregar tramos regulatorios o seccionar un (1) tramo.
 - ii. Cuando en los análisis de la CREG se determine la conveniencia de agregar tramos regulatorios o seccionar un (1) tramo para aumentar y hacer más competitiva la oferta de gas natural en el mercado.

M

3

Por la cual 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

- iii. Cuando un agente o un tercero interesado lo solicite.
- b) **Condiciones:** Para la agregación de los tramos regulatorios o seccionamiento de tramos se deben cumplir las siguientes condiciones:
- i. Deben estar determinados los tramos involucrados.
 - ii. Debe haber un análisis de beneficio costo y de las implicaciones que tendrá para el mercado a cargo de quien solicite de acuerdo al literal a)
 - iii. Todos los tramos incluidos deben ser parte activa en el transporte de gas asociado al nuevo tramo.
- c) **Procedimiento:** El procedimiento a seguir para la agregación o seccionamiento de tramos es como sigue:
- i. La CREG evaluará la conveniencia de la agregación o seccionamiento de tramos.
 - ii. El director ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, la información, análisis y los estudios de beneficio – costos disponibles.
 - iii. Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la CREG, los agentes productores, la demanda, usuarios, remitentes y demás interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la CREG en relación con la información reportada en la Circular.
 - iv. De las preguntas y comentarios recibidos se dará traslado a la parte interesada en la agregación o seccionamiento de tramos regulatorios para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, envíe a la CREG sus comentarios y respuestas.
 - v. La CREG evaluará la información recibida, la confrontará con la disponible en la Comisión y hará los análisis correspondientes. Adicionalmente, podrá exigir explicaciones a la parte interesada para adoptar la decisión final.
 - vi. La solicitud de agregación de tramos se puede hacer i) en la solicitud de cargos, el transportador incumbente podrá solicitar la agregación de tramos, teniendo en cuenta lo previsto en este artículo, ii) durante el período tarifario vigente, al menos un año antes a las revisiones tarifarias previstas en el Artículo 28 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Cuando en el proceso de agregación se involucren tramos de más de un transportador los agentes deberán convenir entre ellos las condiciones y ponerlas a consideración de la CREG como parte del proceso de estampillamiento.

M

R

Por la cual 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

Parágrafo 1. Cuando la solicitud de que trata este artículo se realice antes de la entrada en vigencia de los nuevos cargos regulados de transporte aprobados con base en la metodología de la presente resolución, la Comisión analizará la procedencia de acumular dicha solicitud dentro de la actuación administrativa que decida la solicitud de nuevos cargos regulados por parte del transportador del respectivo sistema de transporte. En caso de no acumular esta solicitud en la actuación administrativa de ajuste de nuevos cargos, esta se resolverá de manera separada.

Parágrafo 2. Cuando la solicitud de que trata este artículo se realice después de la entrada en vigencia de los nuevos cargos regulados de transporte aprobados con base en la metodología de la presente resolución, la Comisión adelantará el análisis de la solicitud y, si hay lugar a adoptar la agregación o seccionamiento de unos tramos o del tramo, se aplicarán los períodos de ajuste dispuestos en el Artículo 28 de la presente resolución.

Parágrafo 3. Cuando, dentro de una actuación administrativa a efectos de establecer los cargos regulados para un sistema de transporte, simultáneamente se presentan solicitudes para la aplicación de ambas alternativas que cobijan un mismo tramo, la Comisión evaluará ambas solicitudes de acuerdo con los procedimientos aquí establecidos, considerando la aplicación de la alternativa que mejor permita el cumplimiento de los fines y objetivos en relación con aumentar la oferta de gas en el mercado, a fin de garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia.

Artículo 30. Procedimiento para agregar o seccionar tramos regulatorios. Cuando, de acuerdo con las disposiciones del Artículo 29, se decida agregar o seccionar tramos regulatorios, se procederá así:

- i. Cuando la decisión sea agregar dos o más tramos regulatorios los valores de las inversiones y los gastos de AOM existentes en la base tarifaria, más las inversiones que se aprueben para el nuevo tramo se agregarán. En el caso de los valores de las demandas, estas corresponderán a las del nuevo tramo.
- ii. Cuando la decisión sea seccionar un tramo regulatorio existente los valores de las inversiones y los gastos de AOM existentes en la base tarifaria se desagregarán en función de la separación. El mismo tratamiento tendrán las nuevas inversiones y los valores de las demandas.

Parágrafo. El trámite del estampillamiento o seccionamiento debe cumplir con todos los pasos para determinación de cargos previstos en esta resolución o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Capítulo II **Remuneración de proyectos IPAT**

Artículo 31. Inversión en proyectos de IPAT que ejecuta el transportador incumbente. Durante el periodo tarifario *t* el transportador podrá ejecutar inversiones en proyectos prioritarios incluidos en el plan de abastecimiento de

M

R

Por la cual 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

gas natural aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, que se encuentren embebidos dentro de su sistema de transporte, *IPAT*, para lo cual se aplicará el procedimiento establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Cuando se trate de gasoductos y estaciones de compresión, el transportador deberá declarar a la Comisión la información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución asociada al respectivo proyecto *IPAT*. Con base en esta información, y aplicando el mecanismo de valoración establecido en el Anexo 1 de la presente resolución, la Comisión determinará el valor a reconocer por los activos correspondientes a gasoductos y estaciones de compresión u otros activos, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

Para el caso de activos distintos a gasoductos y estaciones de compresión, la Comisión establecerá el valor a reconocer de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

Los anteriores valores corresponderán a las inversiones del plan de abastecimiento asociados a cada proyecto *IPAT* en el respectivo tramo de gasoducto.

Cada vez que un proyecto *IPAT* entre en operación comercial, y dentro de los tres meses siguientes, el transportador deberá declarar a la Comisión el valor real del respectivo activo. Estos valores se deberán declarar en el formato del Anexo 3 de la presente resolución, y deberán estar expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

Si el valor real del activo es distinto del valor aprobado mediante resolución I_{IPAT} , para cada proyecto *IPAT* la Comisión determinará un valor ajustado IA_{IPAT} , así:

$$IA_{IPAT} = \begin{cases} Apr - \frac{Apr - Real}{2} & \text{si } Real \leq Apr \\ Apr + \frac{Real - Apr}{2} & \text{si } Apr < Real \leq 1,3 \times Apr \\ 1,15 \times Apr & \text{si } Real > 1,3 \times Apr \end{cases}$$

Donde:

IA_{IPAT} : Valor ajustado de I_{IPAT} , expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

Apr : Valor reconocido del proyecto *IPAT*, I_{IPAT} expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información. Este valor será determinado con base en lo establecido

Por la cual 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

en el Anexo 1 y en la información reportada según el Anexo 2 de la presente resolución.

Real: Valor real del proyecto *IPAT* determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información establecida en el Anexo 2 de la presente resolución.

La Comisión realizará el ajuste a que haya lugar, con el fin de incluir en el flujo de ingresos el valor ajustado de las inversiones del proyecto *IPAT*, I_{IPAT} .

Parágrafo 1. La Comisión podrá verificar la información reportada en el Anexo 3 de la presente resolución mediante los mecanismos que considere pertinentes.

Parágrafo 2. Los valores eficientes que se determinen aplicando lo dispuesto en este artículo incluyen costos ambientales, sociales, de abandono y contingencias estándar.

Artículo 32. Gastos de administración, operación y mantenimiento de proyectos de *IPAT* que ejecuta el transportador incumbente. Para determinar los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a cada proyecto *IPAT*, AOM_{IPAT} , se aplicará el siguiente procedimiento:

El transportador declarará a la CREG los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM , asociados a cada proyecto *IPAT*, como se dispone a continuación:

- a) Gastos fijos en compresión asociada a proyectos de *IPAT*, CFC_{IPAT} : Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:
 1. El transportador declarará los gastos esperados directamente relacionados con cada estación para el período *PEP*, distintos al costo del combustible o energía requerida para comprimir el gas, e indicará el tramo o grupo de gasoductos al que está asociada la estación. Estos gastos estarán expresados en pesos colombianos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos de estos gastos: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores, copia de las curvas típicas de consumo de lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros.
 2. La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable CFC_{IPAT} , para cada año del *PEP*.
- b) Gastos en gasoductos asociados a proyectos de *IPAT*: Para gasoductos se aplicará el siguiente procedimiento:

Por la cual 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

1. El transportador declarará a la Comisión, para cada año del *PEP*, la estimación de los gastos asociados al gasoducto, distintos a gastos en corridas con raspador inteligente y gastos asociados al costo de oportunidad del gas de empaquetamiento. Estos gastos estarán expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible.

2. El transportador declarará a la Comisión, para el *PEPT*, la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos de esta estimación. Se reconocerá máximo una corrida con raspador inteligente cada cinco años. Los gastos en corridas con raspador inteligente se reconocerán únicamente para gasoductos de diámetros iguales o superiores a 4 pulgadas.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes corresponderán a los gastos en corridas con raspador inteligente asociados al gasoducto, GCR_{IPAT} .

3. El transportador declarará a la Comisión el gas de empaquetamiento asociado al gasoducto, QGE_{IPAT} , expresado en MBTU, y adjuntará los respectivos soportes de cálculo. Para realizar los cálculos del QGE_{IPAT} se utilizarán las condiciones físicas promedio de operación esperadas en el respectivo gasoducto para los primeros 12 meses de operación. La Comisión podrá verificar o solicitar ampliación a la información reportada por el transportador.

La Comisión calculará los gastos asociados al costo de oportunidad del gas de empaquetamiento, GCR_{IPAT} , utilizando la siguiente expresión:

$$GGE_{IPAT} = PGE \times QGE_{IPAT} \times TRM \times Tkip$$

Donde:

GGE_{IPAT} : Gastos asociados al gas de empaquetamiento del gasoducto *IPAT* para cada año del *PEPT*, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

PGE : Precio promedio nacional publicado por el gestor del mercado, ponderado por cantidades, de contratos de todas las fuentes de suministro de gas natural resultantes de aplicar el mecanismo de comercialización establecido en el Artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Se tomará la información del año anterior más reciente en el que haya información de contratos que permita calcular el precio promedio ponderado.

Por la cual 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

Este precio estará expresado en dólares americanos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador. En caso de requerirse, este precio se actualizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos, se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo. En caso de que este índice se deje de publicar, la Comisión, a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, podrá definir mediante circular un nuevo índice reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

Tkip: Tasa promedio de costo de capital establecida en el Artículo 25 de la presente resolución.

TRM: TRM del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración de información del transportador.

QGE_{IPAT} Gas de empaquetamiento asociado al gasoducto en kpc.

c) Gastos asociados a infraestructura distinta a estaciones de compresión y gasoductos, *AOMO_{IPAT}*: para esta infraestructura se aplicará el siguiente procedimiento:

1. El transportador declarará a la Comisión la estimación de los gastos totales asociados a esta infraestructura para cada año del *PEPT*, expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración. Así mismo, entregará los soportes técnicos que justifiquen los respectivos valores.

La Comisión evaluará la eficiencia en estos gastos utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes corresponderán a los gastos asociados al proyecto *IPAT* correspondiente a infraestructura distinta a estaciones de compresión y gasoductos, *AOMO_{IPAT}*, para cada año del *PEPT*.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al proyecto *IPAT*, *AOM_{IPAT}*, serán los siguientes, según el tipo de proyecto:

$$AOM_{IPAT} = \begin{cases} CFC_{IPAT} & \text{si el IPAT es estación de compresión} \\ AOMD_{IPAT} + GCR_{IPAT} + GGE_{IPAT} & \text{si el IPAT es gasoducto} \\ AOMO_{IPAT} & \text{si el IPAT es otro proyecto} \end{cases}$$

Parágrafo 1. Con base en las disposiciones de los artículos 33, 34 y 35 de la presente resolución, la Comisión expedirá una resolución en la que adoptará el

M

Por la cual 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

flujo de ingresos para remunerar el valor eficiente de las inversiones y los gastos de AOM del proyecto e *IPAT*, como se establece en el capítulo VI de la presente resolución.

Artículo 33. Flujo de ingresos para remunerar inversión. Para cada proyecto *IPAT*, la CREG calculará anualidades para remunerar la inversión durante el período estándar de pagos al transportador incumbente, así:

Flujo de ingresos en pesos: Para cada año del período estándar de pagos al transportador incumbente se fijará el valor obtenido de aplicar la siguiente expresión:

$$IAEI_COP_{IPAT} = (I_{IPAT} + OI_{IPAT}) \times \frac{Tkip}{1 - (1 + Tkip)^{-na}}$$

Donde:

IAEI_COP_{IPAT}: Ingreso anual esperado para remunerar la inversión del proyecto de *IPAT*, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

I_{IPAT}: Valor eficiente de la inversión del proyecto *IPAT*, determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo 31 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

OI_{IPAT}: Valor eficiente de otras inversiones en el proyecto *IPAT*, que corresponderá a la suma de los costos de (i) la fiducia que contratará al auditor, (ii) los servicios que prestará el auditor; y (iii) de constituir el patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Este valor estará expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la declaración de información.

Tkip: Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de transporte a través de ingreso regulado expresado en pesos colombianos, para los proyectos de los planes de abastecimiento de gas natural.

na: 20 años

Parágrafo 1. Los costos de la fiducia que contratará el auditor y los de constituir el patrimonio autónomo deberán reflejar precios de mercado.

Parágrafo 2. Los valores que remuneran la inversión se calcularán dividiendo en 12 el *IAEI_COP_{IPAT}* del año correspondiente y se actualizarán mensualmente con la variación del *IPP* del mes anterior al mes a actualizar con respecto del *IPP* del mes de diciembre del año de la declaración de la información.

Artículo 34. Flujo de ingresos para remunerar los gastos de AOM. En la

47

3

Por la cual 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

misma resolución que se apruebe el flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión del proyecto **IPAT**, la Comisión aprobará los valores eficientes de los gastos de AOM para el proyecto **IPAT** para cada año del período estándar de pagos al transportador, AOM_{IPAT} , determinados de conformidad con lo establecido en el Artículo 32 de la presente resolución. Estos valores de AOM estarán expresados en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

Parágrafo 1. Los valores que remuneran el AOM se calcularán dividiendo en 12 el AOM_{IPAT} del año correspondiente y se actualizarán mensualmente con la variación del *IPC* del mes anterior al mes a actualizar con respecto del *IPC* del mes de diciembre del año de la declaración de la información.

Artículo 35. Oficialización de ingresos para el transportador incumbente. Mediante resolución, la Comisión aprobará los valores del flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto **IPAT**.

Parágrafo 1. La Comisión ajustará la resolución mediante la cual se apruebe el flujo de ingresos anuales para remunerar la inversión del proyecto **IPAT**, cuando sea necesario incluir el valor ajustado de inversiones, IA_{IPAT} , de acuerdo con lo establecido en el Artículo 31 de la presente resolución.

Artículo 36. Remuneración de tramos o grupos de gasoductos donde haya proyectos de IPAT. La remuneración de los tramos o grupos de gasoductos en los que haya proyectos **IPAT** ejecutados por el transportador incumbente, o por terceros mediante los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, estará sujeta a las siguientes reglas:

- a) El servicio de transporte en el tramo o grupo de gasoductos, k , incluido el servicio de transporte a contraflujo, estará sujeto a los cargos máximos regulados calculados como se establece en el Artículo 22 de la presente resolución.
- b) El ingreso total generado por la prestación del servicio del mes m lo facturará el transportador en el mes $m + 1$, así:

$$IT_{k,m} = \sum_{j=1}^n \left[CC_{k,j} \times (CF_{k,j} + AOM_{k,j}) \times \frac{d}{D} + CV_{k,j} \times V_{k,j} \right]$$

Donde:

$IT_{k,m}$: Ingreso total por la prestación del servicio de transporte del mes m en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos.

$CC_{k,j}$: Capacidad contratada a través del contrato j para el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresada en miles de pies cúbicos por día. Incluye la capacidad contratada a contraflujo.

Por la cual 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

$CF_{k,j}$: Cargo fijo pactado en el contrato j , actualizado para el año a , en el tramo o grupo de gasoductos k , y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.

$AOM_{k,j}$: Cargo fijo del contrato j que remunera los gastos de AOM aprobado por la CREG para tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.

d : Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes m .

D : Número de días del año x .

x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

$CV_{k,j}$: Cargo variable pactado en el contrato j , actualizado para el año x , para tramo o grupo de gasoductos k , y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos.

$V_{k,j}$: Volumen transportado en virtud del contrato j durante el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en miles de pies cúbicos.

n : Número de contratos en el tramo o grupo de gasoductos.

c) El transportador liquidará en el mes $m+1$ el ingreso máximo por la prestación del servicio en el mes m , así:

$$IM_{k,m} = \frac{d}{D} \times [CMMP_{k,x} \times (CF_{k,x} + AOM_{k,x}) + (CV_{k,x} \times VMMP_{k,x})]$$

$IM_{k,m}$: Ingreso total máximo para el transportador por la prestación del servicio de transporte en el mes m , en el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos.

d : Número de días de prestación del servicio durante el mes m .

D : Número de días del año x .

$CMMP_{k,x}$: Capacidad máxima de mediano plazo para el año x utilizada para el cálculo de los cargos fijos del tramo o grupo de gasoductos k , como se establece en el Artículo 22 de la presente resolución, expresada en miles de pies cúbicos por día. En los valores de la CMMP no se considerarán los valores de los proyectos IPAT.

En la resolución mediante la cual la CREG apruebe los cargos regulados para el para tramo o grupo de gasoductos k se deberá indicar explícitamente la demanda esperada de capacidad para cada año a .

Handwritten mark

Handwritten mark

Por la cual 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

$CF_{k,x}$: Cargo fijo de la pareja 80% fijo – 20% variable aprobado por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día-año.

x : Año para el cual se actualizan los cargos regulados.

$AOM_{k,x}$: Cargo fijo que remunera los gastos de AOM aprobado por la CREG para el para tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos por día.

$CV_{k,x}$: Cargo variable de la pareja 80% fijo – 20% variable aprobado por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos k , actualizado para el año a y expresado en pesos colombianos por miles de pies cúbicos.

$VMMP_{k,x}$: Volumen máximo de mediano plazo para el año a utilizada para el cálculo de los cargos variables del tramo o grupo de gasoductos k , como se establece en el Artículo 22 de la presente resolución, expresada en miles de pies cúbicos. En los valores VMMP no se considerarán los valores de los proyectos IPAT.

En la resolución mediante la cual la CREG apruebe los cargos regulados para el respectivo tramo o grupo de gasoductos se deberá indicar explícitamente la demanda esperada de volumen para cada año x .

Donde:

$$VMMP_{k,x} := CMMP_{k,x} * 365$$

x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.

d) A partir de la información de los literales b) y c) anteriores, el transportador determinará la diferencia de ingreso, $ID_{k,m}$, así:

$$ID_{k,m} = IT_{k,m} - IM_{k,m}$$

e) Si $ID_{k,m}$ es menor o igual a cero, el transportador tomará el ingreso $IT_{k,m}$.

Si $ID_{k,m}$ es mayor que cero, el transportador disminuirá este valor del costo de prestación del servicio de transporte a los remitentes beneficiarios de los proyectos IPAT construidos en el tramo o grupo de gasoductos k , en concordancia con las disposiciones definidas en la resolución CREG 107 de 2017 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 1. El gestor del mercado realizará anualmente máximo cinco auditorías aleatorias por sistema de transporte, para verificar la liquidación del $ID_{k,m}$ de cualquier mes del año y en cualquier tramo o grupo de gasoductos, k . Para esto, el transportador deberá mantener disponible la información

Por la cual 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

correspondiente para los últimos doce meses liquidados. Para estas auditorías, el gestor del mercado seleccionará auditores independientes e idóneos, y los costos de estos auditores serán asumidos por el transportador auditado.

Parágrafo 2. En resolución aparte, la Comisión podrá establecer un mecanismo particular para determinar los cargos máximos aplicables al servicio de transporte de gas a contraflujo para transportar gas proveniente de la infraestructura de importación de gas del Pacífico de que trata la Resolución CREG 152 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 37. Ajuste de disposiciones aplicables a proyectos de IPAT que ejecuta el transportador incumbente. Las disposiciones establecidas en los artículos 33 a 36 de la presente resolución, se podrán ajustar cuando sea necesario para dar cumplimiento a las disposiciones adoptadas en el Decreto 2345 de 2015, por el cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, en relación con el plan de abastecimiento de gas natural. Esto incluye ajustes que se puedan requerir a las disposiciones adoptadas en la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 38. Asignación de gastos en combustible o energía eléctrica para estaciones de compresión. Los gastos en combustible o energía eléctrica para compresión en cada tramo o grupo de gasoductos, GEC_k , se asignarán, a cada beneficiario del proyecto definidos por la UPME de conformidad con lo establecido en la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan que se benefició del servicio de transporte prestado en proporción a las capacidades de transporte que tengan contratadas en el mes m en el tramo o grupo de gasoductos k que incluyan el punto de salida del SNT de transferencia de custodia al beneficiario definido por la UPME con base en la siguiente expresión:

$$GECR_{i,m+2} = \frac{CAPR_{i,m}}{\sum_{i=1}^{TR} CAPR_{i,m}} \times GEC_{k,m} \times B_{UPME_{k,m}}$$

Donde:

$GECR_{i,m+2}$: Gastos en combustible y energía para estaciones de compresión a cargo del remitente i a facturar en el mes $m + 2$. Este valor estará expresado en pesos colombianos corrientes.

$CAPR_{i,m}$: Suma de las capacidades máximas contratadas por el remitente i durante el mes m . Incluye todas las modalidades de contratos de transporte en el tramo o grupo de gasoductos k , definidos para efectos tarifarios. Este valor estará expresado en miles de pies cúbicos por día, kpcd.

$GEC_{k,m}$: Gastos en combustible y energía para estaciones de compresión durante el mes m asociados al tramo o grupo de gasoductos, k , definidos para efectos tarifarios. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

Por la cual 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

TR: Número total de remitentes que contrataron capacidad de transporte durante el mes m en el tramo o grupo de gasoductos, k , definidos para efectos tarifarios, bajo cualquier modalidad de contrato de transporte.

$B_{UPME_{k,m}}$ Factor ponderador para cada uno de los puntos de salida del SNT definidos por la UPME para identificar la porción del aporte de los beneficiarios en el nodo respectivo.

Parágrafo 1. El valor *GECR* hará parte del costo de prestación del servicio de transporte como se establece en el Artículo 43 de la presente resolución, y se deberá mostrar de manera desagregada de otros costos en la factura del servicio de transporte.

Parágrafo 2. A partir de la vigencia de la presente resolución y hasta la entrada en vigencia de los cargos aprobados con base en la metodología de la presente resolución, los transportadores deberán realizar las adecuaciones que requieran en sus sistemas de información para cumplir con lo dispuesto en la presente resolución.

Parágrafo 3 La ecuación incluida de este artículo se podrá ajustar considerando entre otros elementos la definición de la variable $B_{UPME_{k,m}}$ cuando sea necesario para dar cumplimiento a las disposiciones adoptadas en el Decreto 2345 de 2015, por el cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, en relación con el plan de abastecimiento de gas natural.

Artículo 39. Capacidad adicional generada por obras del plan de abastecimiento de gas natural: Cuando se ejecuten proyectos *IPAT*, o proyectos a través de los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que generen aumento en la capacidad de transporte de un sistema de transporte existente, el transportador responsable de este sistema deberá determinar la capacidad final del sistema con los nuevos proyectos, así:

$$CMMP_{PAG} = CMMP + \sum_{w=1}^n CMMP_w$$

Donde:

$CMMP_{PAG}$: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, incluyendo proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

$CMMP_w$: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, de los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por

Por la cual 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

un tercero, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

CMMP: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, sin proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por un tercero, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

w: Proyecto del plan de abastecimiento de gas natural ejecutado por el transportador o por un tercero. Puede corresponder a proyectos de *IPAT* o a proyectos ejecutados mediante procesos de selección.

n: Número de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecutados por el transportador o por terceros.

La $CMMP_{PAG}$ se debe calcular de manera separada para cada sentido o dirección del tramo o grupo de gasoductos, cuando se presente condición de contraflujo.

Parágrafo 1. Cuando un proyecto *IPAT* sea desarrollado por un transportador diferente al incumbente, deberá declarar al incumbente todos los parámetros técnicos necesarios para el cálculo de la *CMMP* con quince (15) días calendario de anticipación a la entrada de operación del *IPAT*.

Parágrafo 2. El transportador incumbente, cuando se requiera, asignará hasta el 100% de la capacidad asociada a los proyectos *IPAT* aplicando las disposiciones de que trata el Artículo 41.

Parágrafo 3. Cuando se requiera usar la capacidad de un proyecto *IPAT* para eventos de confiabilidad esta se asignará por el transportador incumbente siguiendo el procedimiento que para esos efectos trata el Decreto 1073 de 2015 o el que lo modifique o sustituya.

Capítulo III Gasoductos dedicados

Artículo 40. Disposiciones para gasoductos dedicados. Los gasoductos dedicados deben cumplir las siguientes disposiciones:

- a) Mientras sea de uso exclusivo, no requiere solicitar cargos a la CREG.
- b) Este gasoducto debe tener libre acceso a terceros, si técnicamente es posible considerando la demanda actual y proyectada del propietario del gasoducto dedicado.
- c) Si hay una solicitud de conexión de un productor comercializador, un transportador, un distribuidor o un usuario no regulado y esta es

M

R

Por la cual 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

técnicamente factible el servicio deberá ser prestado por un transportador, quien deberá solicitar cargos a la CREG. En este caso, el gasoducto ya no será dedicado y pasará a ser de uso y le serán aplicables todas las disposiciones contenidas en esta resolución.

La aplicación de la disposición anterior deberá implementarse en un plazo no mayor a un año calendario contado desde que el tercero se conecte al gasoducto. Si ya hay un tercero conectado al gasoducto dedicado el plazo será de un año calendario a partir de la vigencia de la presente resolución.

- d) Para el cálculo de los cargos se aplicará el procedimiento descrito en el Artículo 10 y siguientes de la presente resolución. Respecto a la valoración de la inversión de gasoductos en operación se tendrá en cuenta (i) el valor en libros incluyendo la depreciación del gasoducto al momento de la definición del cargo, y (ii) el plan de inversiones para los siguientes cinco años. Los cargos así determinados estarán vigentes hasta la definición de nuevos cargos con la expedición de una nueva metodología.

Capítulo IV **Negociación de cargos**

Artículo 41. Opciones para negociar cargos que remuneran inversión. Los remitentes podrán utilizar las siguientes opciones para negociar los cargos aplicables al servicio de transporte pactado en contratos de capacidad firme, que remuneran inversión:

- a) Los comercializadores que representan demanda no regulada y los usuarios no regulados podrán acogerse a cualquiera de las siguientes opciones:
1. Determinación libre de cargos por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.1 de este artículo.
 2. Determinación de las parejas de cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.2 de este artículo.

En caso de que los remitentes y el transportador no lleguen al mutuo acuerdo previsto en los numerales anteriores, o si las partes lo convienen, deberán aplicar el procedimiento de aproximación ordinal establecido en el numeral 41.3 de este artículo, dentro de los tres (3) meses siguientes al inicio de la negociación. Para el caso de los remitentes que den aplicación a lo dispuesto en este literal en virtud de sus contratos vigentes, según lo señalado en el parágrafo 3 de este artículo, se entenderá que el inicio de la negociación se da a la entrada en vigencia de los nuevos cargos.

- b) Los comercializadores que representan demanda regulada podrán determinar los cargos regulados por mutuo acuerdo con el transportador, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.2 de este artículo, teniendo en cuenta que el cargo fijo deberá considerar un λ_f que sea como mínimo el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$. En caso de que no lleguen al mutuo acuerdo, o si las partes lo convienen, deberán

M

R

Por la cual 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

seguir el procedimiento de aproximación ordinal, conforme a lo dispuesto en el numeral 41.3 de este artículo, dentro de los tres (3) meses siguientes al inicio de la negociación. Para el caso de los remitentes que den aplicación a lo dispuesto en este literal en virtud de sus contratos vigentes, según lo señalado en el parágrafo 3 de este artículo, se entenderá que el inicio de la negociación se da a la entrada en vigencia de los nuevos cargos.

41.1. Determinación libre de cargos de transporte

Opción mediante la cual los remitentes podrán convenir libremente con el transportador los cargos o esquema de remuneración por servicios de transporte.

Las opciones comerciales que diseñe el transportador deberán ser conocidas por todos los remitentes y dar estricta aplicación al criterio de neutralidad establecido por el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, y no podrán afectar el costo del servicio de los demás usuarios de un tramo o grupo de gasoductos.

41.2. Determinación de cargos regulados por mutuo acuerdo entre las partes

Opción mediante la cual los remitentes y el transportador podrán seleccionar, libremente y de común acuerdo, las parejas de cargos regulados que se ajusten a su conveniencia, a partir de los cargos establecidos por la CREG según el Artículo 22 de la presente resolución.

41.3. Determinación de cargos regulados por el procedimiento de aproximación ordinal

Opción mediante la cual los remitentes y el transportador aplican el siguiente procedimiento para establecer las parejas de cargos regulados:

- a) El transportador preparará una oferta que refleje sus preferencias, en orden descendente, de las diferentes parejas de cargos regulados de que trata el Artículo 22 de la presente resolución.
- b) El remitente, en forma similar, preparará una oferta que refleje sus preferencias, en orden descendente, de las diferentes parejas de cargos regulados de que trata el Artículo 22 de la presente resolución.
- c) El transportador y el remitente depositarán sus ofertas en urna sellada, en presencia de un tercero neutral designado de común acuerdo entre las partes.
- d) El tercero designado, quien obrará como secretario *ad hoc* del proceso, abrirá las ofertas y establecerá la pareja de cargos regulados a aplicar por las partes, con sujeción a las siguientes reglas:
 1. Elaborará una tabla con las preferencias del transportador y del remitente, en orden descendente.
 2. Iniciará el recorrido de la tabla anterior, comenzando por las parejas de cargos regulados de mayor preferencia para las partes. El secretario *ad*

AM

R

Por la cual 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

hoc detendrá el recorrido cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones: i) hay coincidencia en el orden de preferencia por una misma pareja de cargos regulados; o ii) se presentan dos parejas de cargos regulados en diferente orden de preferencia.

3. Si se cumple la primera de las condiciones previstas en el numeral anterior, dicha pareja de cargos regulados corresponderá a los cargos a aplicar por las partes.
4. Si se cumple la segunda condición prevista en el numeral 2 de este literal, el cargo a aplicar corresponderá al promedio de las parejas de cargos regulados en diferente orden de preferencia.
5. Del resultado de la aplicación del procedimiento descrito se elaborará un acta que será suscrita por las partes y por el secretario *ad hoc*.

41.3.1. Procedimiento de aproximación ordinal si el factor de carga del remitente es igual o superior a 0,5

Cuando el factor de carga promedio de un remitente durante el período tarifario $t - 1$ sea igual o superior a 0,5, para el procedimiento de aproximación ordinal, este remitente y el transportador sólo podrán expresar preferencias por todas las parejas de cargos regulados disponibles en las que λ_f sea como mínimo el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$.

Cuando el valor del factor de carga no coincida con alguno de los valores de λ_f , definidos en el Artículo 22 de la presente resolución, se tomará como λ_f mínimo el valor λ_f inmediatamente siguiente al valor del factor de carga.

Para el caso de nuevos remitentes en el SNT, se tendrá en cuenta el factor de carga proyectado por dicho remitente.

41.3.2. Procedimiento de aproximación ordinal si el factor de carga del remitente es inferior a 0,5

Cuando el factor de carga promedio de un remitente durante el período tarifario $t - 1$ sea inferior a 0,5, para el procedimiento de aproximación ordinal, este remitente y el transportador sólo podrán expresar preferencias por todas las parejas de cargos regulados disponibles en las que λ_f sea como mínimo uno (1) menos el valor del factor de carga promedio durante el período tarifario $t - 1$.

Cuando el valor resultante de restar el factor de carga a la unidad (1) no coincida con alguno de los valores de λ_f , definidos en el Artículo 22 de la presente resolución, se tomará como λ_f mínimo el valor λ_f inmediatamente siguiente al valor resultante de restar el factor de carga a la unidad (1).

Para el caso de nuevos remitentes en el SNT se tendrá en cuenta el factor de carga proyectado por dicho remitente.

Parágrafo 1. Para casos en los cuales el servicio de transporte cubra varios tramos de gasoducto, el porcentaje de inversión remunerado a través de cargos

M

2

Por la cual 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

fijos, determinado por el procedimiento de aproximación ordinal, aplicará de manera uniforme a todos los tramos involucrados en el servicio de transporte respectivo, siempre que dichos tramos sean de propiedad de un mismo transportador.

Parágrafo 2. Las parejas de cargos regulados, independientemente del porcentaje de inversión remunerado a través del cargo fijo, otorgarán derechos de capacidad firme por el 100% de la capacidad contratada.

Parágrafo 3. Aquellos remitentes con contratos vigentes darán aplicación a las opciones definidas en este artículo para, de acuerdo con lo pactado en los respectivos contratos, establecer las parejas de cargos y su respectivo valor. La aplicación de las opciones previstas en el presente artículo se dará en aquellos casos donde las partes, en sus contratos firmes de transporte, previeron cambiar las fracciones fija y variable de los cargos pactados (i.e. variables λ_f y λ_v del numeral 22.3 del Artículo 22 de la presente resolución). En este sentido, el valor de la nueva pareja de cargos o fracción fija y variable determinada con el procedimiento previsto en el presente artículo, se ajustará al valor que sea aprobado de acuerdo con la aplicación de la presente metodología (variables CFI_{t,λ_f} y CVI_{t,λ_v} del numeral 22.3 del Artículo 22 de la presente resolución) en caso de que las partes así lo hayan previsto en el contrato.

Artículo 42. Determinación de los cargos que remuneran gastos de AOM. Los contratos entre transportadores y remitentes deberán prever el pago, por parte de los remitentes, de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM, determinados de acuerdo con el Artículo 22 de la presente resolución.

Capítulo V **Aplicación de cargos**

Artículo 43. Aplicación de cargos por el servicio de transporte. La remuneración del servicio de transporte de gas natural se basará en un esquema de cargos de paso, consistente en la suma de los cargos correspondientes a cada tramo o grupo de gasoductos comprendidos entre el punto de entrada del gas al **SNT** y el punto de salida del gas de cada remitente. Los transportadores harán la liquidación mensual del servicio de transporte de acuerdo con lo establecido en el capítulo VI de la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, aplicando las siguientes expresiones:

43.1. Remitentes que no se benefician de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAG. Para el caso de remitentes que no se benefician de proyectos de **PAG**, se aplicarán las siguientes expresiones:

$$CT_i = \sum_k Ct_k$$

$$Ct_k = Cc \times (CFI_x + CFAOM_x) \times \frac{d}{D} + CVI_x \times Vt + GEC + ICPT$$

Donde:

1

2

Por la cual 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

CT_i :	Costo de prestación del servicio de transporte para el remitente i que no se benefician de proyectos de <i>IPAT</i> , expresado en pesos colombianos en el año x .
Ct_k :	Costo por el tramo o grupo de gasoductos k , expresado en pesos colombianos de la fecha base.
k :	Número de tramos o grupos de gasoductos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas de cada remitente.
GEC :	Gastos en combustible o energía para estaciones de compresión, como se define en el Artículo 18 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos de la fecha base.
Cc :	Capacidad contratada, expresada en kpcd.
CFI_x :	Cargo $(CFI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
$CFAOM_x$:	Cargo fijo de AOM aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.2 de la presente resolución.
d :	Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes m de prestación del servicio
D :	Número de días del año x .
x :	Año en el cual se actualizan los cargos regulados.
CVI_x :	Cargo $(CVI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año x , como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
Vt :	Volumen transportado al remitente durante el período de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.
$ICPT$:	Ingresos de corto plazo para el transportador, tal como se definen en el Artículo 2 de la presente resolución.

43.2. Remitentes que se benefician de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, PAG. Para el caso de remitentes que se benefician de proyectos de *PAG* se aplicarán las siguientes expresiones:

$$CT_{i\beta} = CTR_{i\beta} - CTC_{i\beta}$$

Por la cual 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

$$CTR_{i\beta} = \sum_k Ct_k + PBat_{PAG,m,t,j}$$

$$Ct_k = Cc \times (CFI_x + CFAOM_x) \times \frac{d}{D} + CVI_x \times Vt + GEGR + ICPT$$

$$CTC_{i\beta} := CTR_{i\beta} * (FIC)$$

Donde:

- $CT_{i\beta}$: Costo de prestación del servicio de transporte para remitentes que se benefician de proyectos de *IPAT*, expresado en pesos colombianos.
- FIC*: Fracción de ingresos por el servicio de transporte del mes *m*.
- $CTR_{i\beta}$: Costo de prestación del servicio de transporte al remitente $i\beta$, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- $CTC_{i\beta}$: Valor que se disminuye del costo de prestación del servicio según se define en el literal e) del Artículo 36 de la presente resolución, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- Ct_k : Costo por el tramo o grupo de gasoductos *k*, expresado en pesos colombianos de la fecha base.
- k*: Número de tramos o grupos de gasoductos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas de cada remitente.
- GEC*: Gastos en combustible o energía para estaciones de compresión, como se define en el Artículo 18 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos.
- $PBat_{PAG,m,t,j}$: Valor a facturar en el mes *m + 1*, del sistema de transporte *t*, por los servicios prestados en el mes *m*, al beneficiario *j*. Valor expresado en pesos colombianos.
- Cc*: Capacidad contratada, expresada en kpcd.
- CFI_x : Cargo $(CFI_{t,\lambda_f})_a$ aplicable en el año *a*, como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
- $CFAOM_x$: Cargo fijo de AOM aplicable en el año *x*, como se establece en el numeral 24.2 de la presente resolución.
- d*: Número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes *m*.
- D*: Número de días del año *x*.

Por la cual 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

- CVI_x : Cargo $(CVI_{t,\lambda_f})_x$ aplicable en el año a , como se establece en el numeral 24.1 de la presente resolución, y aplicando los resultados del procedimiento definido en el Artículo 41 de la presente resolución.
- V_t : Volumen transportado al remitente durante el período de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.
- x : Año en el cual se actualizan los cargos regulados.
- $ICPT$: Ingresos de corto plazo del transportador como se definen en el Artículo 2 de la presente resolución.

Parágrafo 1. En los proyectos del *PAG* distintos a *IPATs*, los ingresos de corto plazo, definidos en el artículo 19 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, incluirán los valores recaudados por concepto de ejecución de garantías exigidas en el proceso de comercialización de los servicios asociados a los proyectos.

Parágrafo 2. Cuando la CREG apruebe o haya aprobado cargos que debe asumir toda la demanda del respectivo sistema de transporte, según lo establecido en el parágrafo 2 del Artículo 22 de la presente resolución, y una determinada cantidad de gas natural sea transportada bajo diferentes contratos mediante los cuales se haya contratado capacidad de diferentes tramos o grupos de gasoductos, la remuneración que recibirá el transportador por concepto de estos cargos se calculará con base en los cargos pactados en cada contrato, ponderados por la longitud de gasoducto involucrado en el respectivo contrato. El factor de ponderación será calculado como el cociente entre la longitud de los tramos o grupos de gasoductos utilizados bajo el respectivo contrato para transportar la cantidad de gas, y la longitud total de los tramos o grupos de gasoductos utilizados para transportar dicha cantidad desde el punto de entrada hasta el punto de salida. Los tramos o grupos de gasoductos corresponderán a aquellos definidos en las resoluciones particulares de cargos.

Parágrafo 3. La Comisión podrá ajustar el presente artículo, con el fin de incluir el pago al transportador, cuando se establezca el mecanismo para remunerar a los transportadores que realicen la liquidación, actualización, facturación, recaudo y transferencia de los pagos mensuales para el transportador incumbente que ejecute proyectos *IPAT*, o para el adjudicatario cuando se trate de proyectos ejecutados mediante los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 4. La remuneración del adjudicatario de los proyectos *IPAT* en lo que corresponde al saldo después descontar los ingresos por los servicios prestados se determinará en resolución aparte.

Capítulo VI

Ejecución de extensiones tipo I

Artículo 44. Ejecución de extensiones de la red tipo I de transporte. Con el

AN

3

Por la cual 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

objeto de realizar cualquier extensión de los gasoductos de la red tipo I de transporte de gas natural a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, distintos a (i) gasoductos de proyectos del PAG, (ii) los gasoductos de conexión que se ejecuten mediante los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 033 de 2018 o aquellas que la modifiquen o sustituyan; (iii) los gasoductos que se ejecuten mediante el mecanismo de *Open Season* adoptado en la Resolución CREG 155 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan; y (iv) los gasoductos dedicados, se aplicará el siguiente procedimiento con el fin de obtener información sobre los interesados en el proyecto de red Tipo I, para garantizar que el mismo se realice de manera eficiente y al mínimo costo, y aprobar los respectivos cargos por uso:

a) Cualquier transportador interesado en ejecutar un tramo o un grupo de gasoductos de la red tipo I de transporte podrá presentar solicitud de cargos regulados a la Comisión. Esta solicitud tarifaria se tramitará de la siguiente forma:

1. El transportador radicará en las oficinas o según el mecanismo que disponga la Comisión un primer sobre, marcado como Sobre No. 1, el cual contendrá la descripción del proyecto: i) identificación de la demanda a atender en MPCD, correspondiente a los usuarios no regulados y mercados relevantes de distribución; ii) las cantidades máximas de gas que se esperan extraer a lo largo del proyecto, especificando los sitios (i.e. km de recorrido del gasoducto desde su punto de inicio) en los cuales se extraerán estas cantidades sin utilizar o hacer uso del SNT existente una vez se retira el gas del gasoducto en cuestión. Las cantidades deberán estar expresadas en kpcd; iii) sitio aproximado del punto de salida del SNT y tramo de gasoducto del SNT del cual se derivaría el nuevo tramo o grupo de gasoductos de red tipo I del SNT; iv) soporte de la solicitud e inicio del trámite de licenciamiento ambiental del proyecto, en los términos del artículo 2.2.2.3.6.1 del Decreto 1076 de 2015 o aquel que lo modifique adicione o sustituya; v) haber informado a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, sobre las características del proyecto frente al cual se lleva a cabo la solicitud tarifaria.

Adicionalmente, mediante comunicación separada, y en el mismo momento de presentar el Sobre No 1, el transportador interesado deberá reportar a la Comisión la información con la caracterización del gasoducto objeto del proyecto de acuerdo con lo previsto en el Anexo 2 de la presente resolución. Dicha información hará parte del expediente administrativo, pero estará sujeta a reserva, y la misma será de acceso público una vez se haga lectura de los sobres de acuerdo con el acto público a que hace referencia el literal e) del presente artículo.

2. El transportador preparará un segundo sobre, marcado como Sobre No. 2, que contendrá la siguiente información relacionada con el cálculo de los cargos propuestos para el proyecto definido en el numeral anterior, y será presentado por el proponente en los términos del literal b) del presente artículo:

M

R

Por la cual 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

- i. Valor de la inversión en el proyecto en pesos colombianos de la fecha base.
- ii. Descripción detallada del gasoducto de acuerdo con lo establecido en el Anexo 2 de la presente resolución.
- iii. Parejas de cargos según los valores de λ_f y λ_v calculados como se establece en el Artículo 22 de la presente resolución.
- iv. Cargo fijo, *CFAOM*, que remunera los gastos de AOM asociados a la inversión, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.
- v. El cargo equivalente, *CE*, calculado así:

$$CE = CF + CFAOM'$$

Donde:

CE: Cargo equivalente, expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

CF: Pareja de cargos en la que λ_f es igual a 1.

CFAOM': Cargo Fijo AOM expresado en pesos colombianos de la fecha base por kpcd-año.

vi. Archivo con la simulación y memorias de cálculo, en las que utilizando modelos de dinámica de fluidos se pueda establecer que la capacidad máxima de mediano plazo del proyecto propuesto, determinada como se establece en el Anexo 5 de la presente resolución, permite atender la demanda identificada. Esta simulación debe contener el archivo fuente y los resultados, así como todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, y deberá considerar el perfil de demanda, las características de longitud y diámetro del proyecto, presiones de recibo y extracciones en cada punto de entrada y salida a lo largo del gasoducto de acuerdo con lo previsto en la regulación, así como la cromatografía del proyecto.

3. El transportador preparará un tercer sobre, marcado como Sobre No. 3, que contendrá la información de que tratan los artículos 18 y 21 de la presente resolución. Este sobre sólo se abrirá en caso de que ocurra el escenario previsto en el literal g) de este artículo.
- b) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la solicitud tarifaria a que hace referencia el numeral 1 del literal a) del presente artículo, y una vez verificado que el Sobre No. 1 de que la solicitud contiene la información requerida, la Comisión publicará la información de dicho sobre, mediante circular.

La Comisión, mediante circular, fijará la fecha en la que, en acto público, el transportador deberá depositar el sobre No 2. En el evento en que no llegue

Por la cual 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

a ser depositado el sobre No 2 del transportador, y si durante el lapso de los dos meses a que hace referencia el literal c) del presente artículo no se presentan sobres de otros proponentes, la Comisión podrá, con base en lo dispuesto en el artículo 18 y el numeral 11 del artículo 9 de la Ley 1437 de 2011, y en la medida que sea identificada una demanda que deba ser atendida, aprobar de oficio un cargo de transporte, con el fin de que cualquier transportador pueda llevar a cabo la ejecución del gasoducto para la atención del mercado previsto para el efecto, reflejando una correcta aplicación de los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y su aplicabilidad en la metodología de transporte de gas natural.

La Comisión dispondrá de una urna sellada y debidamente marcada para este proceso, donde se depositarán los sobres No 2.

- c) Durante el término de dos meses, contados a partir de la publicación de la información del sobre No. 1, se recibirán solicitudes de otros transportadores interesados en ejecutar el proyecto descrito en la circular correspondiente. Estas solicitudes deberán presentarse en sobre cerrado y contendrán la información relacionada en el numeral 2 del literal a) del presente artículo.

Estos sobres se depositarán en la urna sellada dispuesta para el proceso. Estas solicitudes no contendrán los Sobres Nos. 1 y 3 a los que se hace referencia en el literal a) del presente artículo. La demás información hará parte del correspondiente expediente administrativo.

- d) Una vez la Comisión reciba una solicitud tarifaria para un tramo o grupo de gasoductos de la red tipo I, no tendrá en cuenta solicitudes posteriores, distintas a las señaladas en el literal c) anterior, con las que se busque atender la demanda previamente identificada. En tal caso, la Comisión le indicará a los solicitantes que ya existe solicitud sobre dichos gasoductos y que se surtirá el proceso regulatorio previsto.
- e) Transcurridos los dos (2) meses de publicación, y dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes, la Comisión abrirá en un acto público los sobres depositados en la urna por parte de los proponentes, y hará una lectura de la información de cada transportador según lo definido en el numeral 2 del literal a) del presente artículo. De este acto quedará acta donde se indicarán los participantes y la información reportada por cada transportador según lo definido en el numeral 2 del literal a) del presente artículo.

Una vez terminado al acto público, la Comisión establecerá si los sobres de los proponentes cumplen con la totalidad de la información prevista en el numeral 2 del literal a) del presente artículo. Así mismo, establecerá si efectivamente las propuestas permiten atender la demanda identificada de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 1 del literal a) del presente artículo.

Cuando esta información no se encuentre completa o se establezca que el proyecto no permite atender la demanda identificada, la Comisión declarará que el contenido y la información allegada en el sobre No 2 por parte de alguno de los proponentes no fue presentada en los términos previstos en el

AM

R

Por la cual 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

presente artículo o que la misma no permite definir un cargo en los términos del literal f) presente artículo.

- f) Si en el proceso hubo dos (2) o más transportadores que no tienen interés económico entre sí, frente a los cuales las propuestas del Sobre No. 2 no se hayan declarado inválidas en los términos del literal anterior, la Comisión aprobará, mediante resolución de carácter particular, los cargos del solicitante que haya presentado el menor valor del cargo equivalente, *CE*. Estos cargos de transporte serán independientes para cada tramo o grupo de gasoductos de red tipo I, según el caso. Los cargos estarán vigentes por un período de veinte (20) años, período condicionado a lo establecido en el literal h) del presente artículo. Finalizado este período, a estos activos se les aplicará la metodología que esté vigente para remunerar la actividad de transporte de gas.

El interés económico se deberá entender en la forma como se define en el artículo 6 de la Resolución 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- g) Si dentro de este procedimiento solo se presenta una solicitud tarifaria frente a la cual el Sobre No. 2 no se haya declarado inválido, o en el evento en que las propuestas del Sobre No. 2 se hayan declarado inválidas en los términos del literal anterior, y se identifique por parte de la Comisión, a partir de la información del expediente tarifario, la existencia de una demanda que debe ser atendida, con base en lo dispuesto en el artículo 18 y el numeral 11 del artículo 9 de la Ley 1437 de 2011, la Comisión de oficio aprobará, mediante resolución de carácter particular, los cargos regulados aplicando la metodología de cálculo de cargos regulados aplicando el artículo 9 y siguientes. Con estos cargos cualquier transportador pueda llevar a cabo la ejecución del gasoducto para la atención del mercado previsto para el efecto, reflejando una correcta aplicación de los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y su aplicabilidad en la metodología de transporte de gas natural. Los cargos estarán vigentes por el período tarifario *t*; finalizado este período, a estos activos se les aplicará la metodología que esté vigente para remunerar la actividad de transporte de gas.
- h) El transportador que haya presentado la solicitud para realizar la extensión con el menor valor del cargo equivalente, *CE*, al cual se le hayan aprobado los cargos según lo previsto en el literal f) anterior, deberá publicar el cronograma del proyecto en su página web, y deberá mantener actualizada la información sobre el avance del mismo. Si transcurridos doce (12) meses desde que haya quedado en firme el ajuste de los cargos regulados, este transportador no ha iniciado la construcción del gasoducto, quedará sin efectos la resolución mediante la cual se aprobaron los cargos regulados en los términos del numeral 4 del artículo 91 de la Ley 1437 de 2011 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, salvo que el agente demuestre que no inició la construcción por no haber sido expedida la licencia ambiental por razones ajenas al mismo.

Se entenderá que el transportador no ha iniciado la construcción del gasoducto doce (12) meses después de que haya quedado en firme el ajuste

M

J

Por la cual 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

de los cargos regulados, si al finalizar este plazo no ha concluido los diseños, no ha obtenido la licencia ambiental, no ha adquirido tubería y no ha iniciado las obras de ingeniería necesarias y asociadas para poner en operación el gasoducto.

- i) Dentro de la inversión del nuevo tramo o grupo de gasoductos de red tipo I de transporte se debe incluir la estación de transferencia de custodia entre transportadores, tal como se establece en el RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o sustituyan. En esta situación, el transportador al cual se conectará el nuevo proyecto debe indicar, en forma desagregada y soportada, a todos los transportadores interesados en participar en este procedimiento, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al requerimiento realizado por los mismos, los costos eficientes de conexión, para que sean incluidos en las solicitudes de los interesados en ejecutar el proyecto. El no suministro o el suministro inoportuno de esta información será informado a la autoridad competente.

Parágrafo 1. El procedimiento previsto en este artículo se adelantará para los propósitos previstos en los artículos 14.12 y 92 de la Ley 142 de 1994. Por tanto, tendrá como objetivos específicos obtener información sobre los interesados en el proyecto, garantizar que el mismo se realice al mínimo costo y aprobar los respectivos cargos por uso, y no tendrá como fin seleccionar a un contratista ni celebrar contrato alguno con el Estado.

Parágrafo 2. Los proyectos asociados a inversiones en aumento de capacidad no serán considerados extensiones de la red tipo I de transporte.

Parágrafo 3. En el caso de que el contenido de los sobres no corresponda la descripción definida en este artículo, se considerará que no presentó oferta.

Capítulo VII

Estaciones reguladoras de puerta de ciudad en transporte

Artículo 45. Estaciones reguladoras de puerta de ciudad, ERPC, incluidas en los cargos de transporte. Para aquellas *ERPC* que hayan sido incluidas y remuneradas en la base de activos del respectivo sistema de transporte, y que hayan cumplido su vida útil normativa, o que cumplan su vida útil normativa dentro de los cinco años siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, y que no hayan sido incluidas dentro de una solicitud tarifaria de cargos de distribución de gas combustible atendiendo lo dispuesto en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, como parte de un programa de reposición de activos, se aplicará lo siguiente:

- a) El distribuidor que se beneficie de la respectiva *ERPC* y el transportador responsable del sistema de transporte del cual se derive la *ERPC* acordarán quién asume la responsabilidad de la estación, entendida esta como la obligación de mantenerla disponible, en operación o ampliarla, y con destino a la prestación del servicio público domiciliario. En este caso, la remuneración será como sigue:

M

R

Por la cual 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

- i. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de transporte si el transportador asume la responsabilidad de la estación. Estos valores harán parte del grupo de gasoductos ramales en aquellos sistemas donde aplique, o del tramo de gasoducto del cual se derive la estación cuando no haya grupo de gasoductos ramales.
 - ii. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de distribución bajo los principios que remuneran los activos de dicha actividad, si el distribuidor que se beneficie de la estación asume la responsabilidad de la misma. Estos valores se incluirán en la base de activos y de gastos del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC*.
 - iii. El agente que asuma la responsabilidad de la estación deberá informarlo a la Comisión y solicitar el ajuste de cargos de transporte o de distribución derivado de la *ERPC* asociada a un tramo o grupo de gasoductos que cumplieron su vida útil normativa. Esta solicitud deberá realizarse dentro del término establecido en el Artículo 8 de la presente resolución y en el formato conjunto establecido en el Anexo 9 de la presente resolución.
- b) En caso de que el distribuidor que se beneficie de la respectiva *ERPC* y el transportador responsable del sistema de transporte del cual se derive la *ERPC* no presenten el formato establecido en el Anexo 9 de la presente resolución manifestando el acuerdo sobre quién asume la responsabilidad de la estación, dentro de los tres (3) meses siguientes a la expedición de la presente resolución, se aplicará lo siguiente:
- i. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de transporte si el cargo de distribución vigente del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC* se incrementa en más del 10% al incluir en la base de activos y de gastos de este mercado relevante el valor de reposición a nuevo y los gastos de la *ERPC*. En este caso, el valor a reconocer y los gastos de *AOM* harán parte del grupo de gasoductos ramales en aquellos sistemas donde aplique, o del tramo de gasoducto del cual se derive la estación cuando no haya grupo de gasoductos ramales.
 - ii. El valor a reconocer por la *ERPC* y sus gastos de *AOM* se remunerarán en la actividad de distribución si el cargo de distribución vigente del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC* se incrementa hasta un 10% al incluir en la base de activos y de gastos de este mercado relevante el valor de reposición a nuevo y los gastos de *AOM* de la *ERPC*. En este caso, el valor a reconocer y los gastos de *AOM* se incluirán en la base de activos y de gastos del mercado relevante de distribución que utilice la *ERPC*.
 - iii. La Comisión ajustará de oficio los cargos de transporte o de distribución según corresponda.

Parágrafo 1. Las *ERPC* que hayan sido incluidas y remuneradas en la base de activos del respectivo sistema de transporte, y que hayan cumplido su vida útil

27

2

Por la cual 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

normativa, o que cumplan su vida útil normativa dentro de los cinco años siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberán ser declaradas por el transportador y el distribuidor beneficiario dentro del término establecido en el Artículo 8 de la presente resolución, y en el formato conjunto establecido en el Anexo 10 de la presente resolución.

Parágrafo 2. El valor de reposición a nuevo y el valor a reconocer por *ERPC* y sus gastos de *AOM* se determinarán como se establece en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013, modificado por la Resolución CREG 138 de 2014, o aquellas que los modifiquen o sustituyan. El valor a reconocer en transporte se convertirá a pesos colombianos de la fecha base utilizando el Índice de precios al Productor Oferta Interna.

Parágrafo 3. Los cargos de distribución o de transporte se ajustarán en los momentos determinados en el Artículo 24 de la presente resolución, para dar aplicación a las disposiciones establecidas en el presente artículo.

Parágrafo 4. Los transportadores y los distribuidores deberán incluir en el formato conjunto del Anexo 10 de la presente resolución las *ERPC* que estaban incluidas y remuneradas en la base de activos del sistema de transporte, y que a la entrada en vigencia de la presente resolución no están incluidas, ni en la base de activos de transporte, ni en la de distribución de gas natural.

Parágrafo 5. En el caso de una *ERPC* que haya sido remunerada en la actividad de transporte y pase a ser remunerada en distribución de gas natural, el valor a reconocer por parte del distribuidor al transportador estará acotado a lo establecido en el numeral 13.2 de la Resolución CREG 202 de 2013.

Parágrafo 6. La Comisión utilizará en el análisis la mejor información disponible además de la declarada por el transportador. En el caso de que el transportador no cuente con la información relacionada con los costos, la Comisión utilizará el valor eficiente y podrá tener en cuenta el valor contable en libros declarado por el transportador, para lo cual el transportador deberá presentar los respectivos soportes.

Título IV **Disposiciones finales**

Artículo 46. Otras disposiciones. i) Cuando en el artículo 1, de la Resolución CREG 141 de 2011 se haga referencia a los artículos 8, y 9 de la Resolución CREG 126 de 2010 debe entenderse a que se hace referencia a los artículos 18, y 21 de la presente resolución. ii) Cuando en el artículo 2, de la Resolución CREG 141 de 2011 se haga referencia al parágrafo 4 artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010 debe entenderse a que se hace referencia al parágrafo 7 del Artículo 13 de la presente resolución iii) Cuando en el artículo 3, de la Resolución CREG 141 de 2011 se haga referencia al literal f) artículo 24 de la Resolución CREG 126 de 2010 debe entenderse a que se hace referencia al literal f del Artículo 44 de la presente resolución.

Artículo 47. Derogatorias. La presente resolución deroga la Resolución CREG 126 de 2010, así como aquellas que la modifiquen, el artículo 4 de la

Por la cual 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

Resolución CREG 090 de 2016, y el párrafo 5 del artículo 15 y el párrafo 2 del artículo 19 de la Resolución CREG 185 de 2020, así como aquellas que le sean contrarias.

Artículo 48. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a **08 OCT. 2021**



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual 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

Anexo 1. Valoración de inversiones en gasoductos, estaciones de compresión y otros activos

1 Mecanismo de valoración

Para establecer el valor a reconocer por inversiones en gasoductos, estaciones de compresión y otros activos se utilizará el siguiente procedimiento, y en el mismo orden:

- i. La Comisión realizará la revisión de la información para verificar que permita realizar la estimación del valor de referencia correspondiente. Como parte de esta revisión, se verificará si las características de los activos a valorar se encuentran dentro del rango de aplicación de los modelos de valoración de la Comisión para gasoductos y estaciones de compresión.
- ii. Se determinará un valor de referencia con base en el modelo de valoración descrito en el numeral 2 del presente anexo para gasoductos, y en el numeral 3 para estaciones de compresión.

En el caso de activos distintos a gasoductos o estaciones de compresión, la comisión podrá contratar un Auditor para llevar a cabo la valoración de los activos, cuyo insumo podrá ser utilizado dentro de la estimación del valor de referencia y en las demás actividades que considere la Comisión.

La Comisión podrá aplicar costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de que disponga para determinar el valor a reconocer, si a partir de otra información disponible, la Comisión, en el marco del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, identifica que el valor de referencia determinado según lo dispuesto en el inciso anterior puede trasladar costos ineficientes al usuario en los cargos de transporte, o dejar de reconocer costos eficientes al transportador.

- iii. En caso de que los activos a valorar se encuentren por fuera de los rangos de aplicación de los modelos de valoración de gasoductos y de estaciones de compresión con que cuenta la Comisión, se recurrirá a otras fuentes de información, con el objetivo de contar con la mejor estimación posible de la valoración de estos activos.
- iv. Si el valor solicitado por el agente en el Anexo 2 de la presente resolución es menor o igual al valor determinado por la Comisión, el valor de referencia será el valor solicitado por el agente.
- v. Una vez construido el activo se realizará la comparación entre el valor de referencia determinado en el literal ii, con el valor real declarado por el agente en el Anexo 3 de la presente resolución. La determinación del valor a reconocer en cargos se realizará mediante la comparación del valor real y del valor estimado, aplicando la banda de ajuste descrita mediante la siguiente ecuación:

M

2

Por la cual 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

$$\text{Valor a reconocer} = \begin{cases} \text{Banda de ajuste} \\ \text{Est} - \frac{\text{Est} - \text{Real}}{2} \text{ si } \text{Real} \leq \text{Est} \\ \text{Est} + \frac{\text{Real} - \text{Est}}{2} \text{ si } \text{Est} < \text{Real} \leq 1,3 \times \text{Est} \\ 1,15 \times \text{Est} \text{ si } \text{Real} > 1,3 \times \text{Est} \end{cases}$$

Donde:

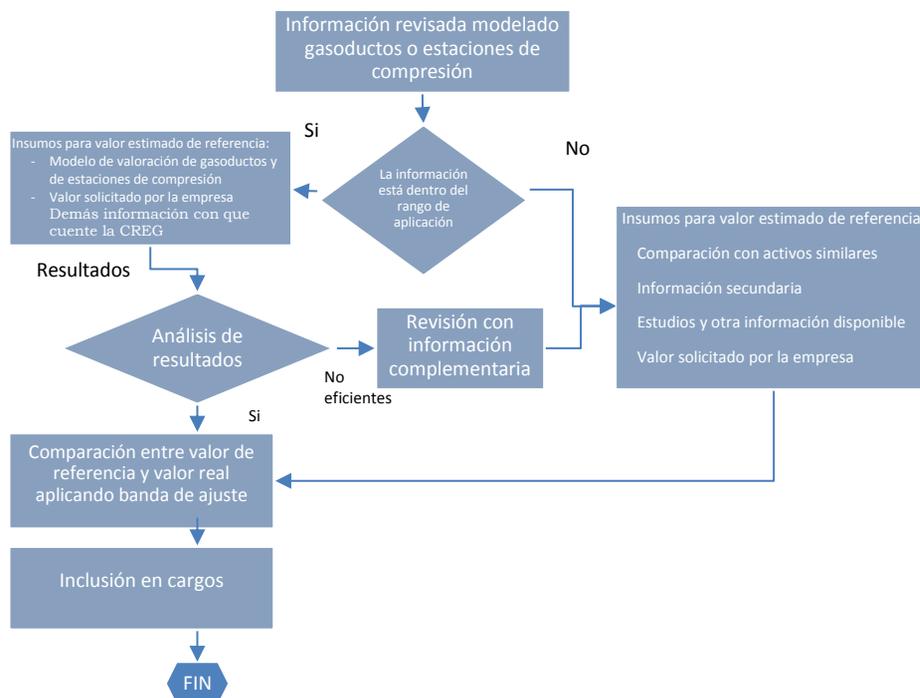
Valor a reconocer: Valor ajustado de la inversión que será incluido dentro de los cargos de transporte. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

Est: Valor estimado mediante los modelos de valoración para gasoductos y estaciones de compresión de la Comisión o mediante la mejor información disponible, considerando lo establecido en el literal ii) del numeral 1 del presente anexo. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

Real: Valor real del activo determinado con base en la información reportada por el transportador en el formato del Anexo 3 de la presente resolución. Este valor estará expresado en pesos colombianos.

El proceso se puede resumir en la siguiente figura:

Figura 1. Mecanismo de valoración



M

2

Por la cual 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

2 Modelo de valoración de gasoductos de referencia

En este numeral se presenta el modelo de valoración que recoge las principales variables que determinan el costo de un gasoducto.

El modelo parte de valores estándar de gasoductos que tienen las condiciones constructivas más sencillas. Luego, a partir de multiplicadores, estas condiciones constructivas se ajustan a las condiciones a las que estarían expuestos. Por otro lado, en los cruces especiales, dada su complejidad específica en su desarrollo y valoración, se han calculado valores unitarios para los diferentes tipos de cruces.

En este anexo se explican los detalles del modelo que permitan a los agentes replicar su modelamiento para valorar gasoductos.

Para el entendimiento del modelo de valoración, se debe tener en cuenta que se utiliza como separador de miles el punto (.) y la coma (,) para los decimales.

2.1 Fuentes de información

El modelo de valoración de gasoductos toma elementos del modelo desarrollado por la Comisión en 2012, para estimar el valor eficiente de gasoductos que entraron en los cargos adoptados mediante las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011.

El modelo, además, se alimenta en su estructuración de análisis tomados de los resultados de los estudios:

- a) Expert report: pipeline variable assessments: nit-900-034-993-1 – base cost of 50 kilometers 4- inch pipeline built in good conditions with variable assessments(International Construction Consulting, 2014).
- b) Expert report: pipeline system useful life and Valuations; contract 2015-190”(International Construction Consulting, 2015).
- c) Factores multiplicadores para trazado de ductos por media ladera(TIPIEL, 2017b).
- d) Costos de construcción para cruces subfluviales, aéreos y sísmicos(TIPIEL, 2017a).
- e) Valores de gasoductos que cumplieron la vida útil normativa (Tipiel 2019)

Además, se tomó información de la circular CREG 028 de 2017, en la cual se recogió información de los costos de inversión de los agentes transportadores en gasoductos bajo las siguientes características:

- a) Inclinación del gasoducto en todo el trazado: entre 0% y 5%
- b) Tipo de suelo en todo el trazado: arcilloso
- c) Tipo de vegetación en todo el trazado: estepa seca

M

R

Por la cual 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

- d) 'Class location' en todo el trazado: tipo I
- e) En el trazado no se requieren técnicas de manejo de nivel freático
- f) En el trazado no hay cruces de cuerpos de agua
- g) En el trazado no hay cruces sísmicos
- h) En el trazado no se utilizan técnicas constructivas de doble junta
- i) Para diferentes longitudes desde 100m hasta 150 kms
- j) Diámetros desde 2" a 36", dicha información fue remitida por las empresas:

Las siguientes empresas remitieron información:

- a) Coinogas
- b) Progasur
- c) Promigas
- d) Promioriente
- e) TGI
- f) Transmetano

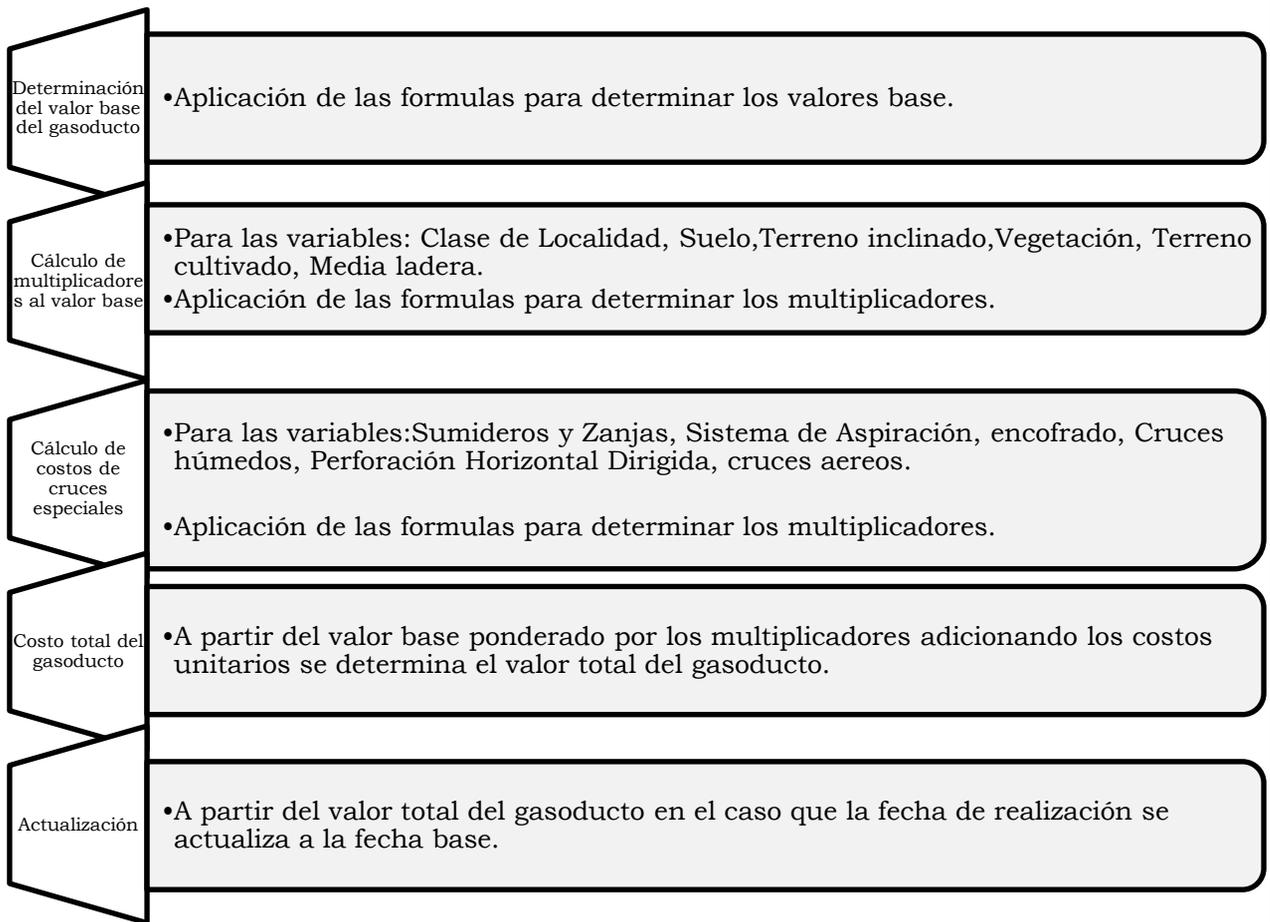
Los valores base, considerando la fecha de reporte de la circular CREG 028 de 2017, están definidos a diciembre de 2016.

2.2 Proceso para valorar los gasoductos

El Proceso para determinación la valoración de gasoductos se puede resumir en la siguiente figura:

Por la cual 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

Figura 2-1 Proceso para valorar los gasoductos



Fuente: CREG.

2.3 Valor base (V_{b0})

El valor base se obtuvo de varias fuentes de información descritas en el numeral 2.1, así como las valoraciones de gasoductos que cumplieron su vida útil normativa - VUN, valorados por Tipiel 2019. A partir de dicha información, se hicieron las regresiones respectivas y se determinaron las ecuaciones que permiten caracterizar el valor base.

Para determinar el valor base se debe consultar el valor incluido en Tabla 2-1. El valor base se calcula así

$$V_{b_0} = (a_{\phi} \times l_{base}^{-b_{\phi}})$$

Donde:

- V_{b_0} : Valor base [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- a_{ϕ} : Coeficiente ver en matriz de valores base. Ver Tabla 2-1. [USD/m]
- b_{ϕ} : Coeficiente ver en matriz de valores base. Ver Tabla 2-1. [adimensional]

M

R

Por la cual 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

l_{base} : Longitud del gasoducto a valorar [m].⁴

\emptyset : Diámetro. [pulgadas].

En la Tabla 2-1 se presentan los coeficientes para calcular el valor base:

Diámetro \emptyset [inch]	Tabla 2-1 Coeficientes valor base	
	a_{\emptyset}	b_{\emptyset}
2	145,740	0,058
3	142,870	0,070
4	140,870	0,079
6	138,100	0,091
8	136,160	0,100
10	134,680	0,107
12	133,480	0,112
14	132,470	0,117
16	131,610	0,121
18	130,850	0,125
20	130,180	0,128
22	129,570	0,131
24	129,020	0,134
26	128,510	0,136
28	128,050	0,138
30	127,610	0,140
32	127,210	0,142
34	126,830	0,144
36	126,480	0,146

Fuente: Análisis Propios CREG.

2.4 Inclusión de costos ambientales sociales, de contingencia y de abandono - Vb_1

Ahora es necesario incluir los costos ambientales, sociales y de contingencia, los cuales se incluyen mediante la siguiente expresión:

$$Vb_1 = Vb_0 \times (1 + C_{SA} + C_{aba} + C_{con})$$

Donde:

Vb_1 : Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.

C_{SA} : Porcentaje costos asociados con la parte social y ambiental. Ver Tabla 2-2.

C_{aba} : Porcentaje costos de abandono. Ver Tabla 2-2.

C_{con} : Porcentaje contingencia. Ver Tabla 2-2.

Tabla 2-2 Costos sociales, ambientales de contingencia y abandono	
Porcentaje Costos asociados con la parte social y ambiental - C_{sa}	5,000%
Porcentaje Costos de abandono - C_{aba}	3,310%
Porcentaje Contingencia - C_{con}	6,610%

⁴ La longitud considerada en la ecuación no debe contener la longitud de los cruces especiales.

M

R

Por la cual 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

Tabla 2-2 Costos sociales, ambientales de contingencia y abandono

Porcentaje total social ambiental, abandono y contingencia	14,920%
--	---------

Fuente: Análisis Propios CREG a partir de valoraciones Tipiel para activos que cumplieron VUN.

2.4.1 Costos adicionales o ahorros por variación en el precio de combustible *Vb₂*

El valor de la obra civil de los gasoductos depende, entre otras cosas, del costo del combustible que utilizan las maquinarias en la construcción. En esta parte se incluye la variación del precio del combustible utilizado teniendo en cuenta el valor de referencia del ACPM (*cb1*). Para ello, se utilizan las siguientes ecuaciones que permiten determinar el valor base afectado por el precio del combustible:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Si } V_{comb} = Cb1 \\ \text{Si } V_{comb} \neq Cb1 \end{array} \right\} \begin{array}{l} Vb_2 = Vb_1 \\ Vb_2 = Vb_1 \times [1 + (V_{comb} - Cb1) \times (cc \cdot diam^3 + cd \cdot diam^2 + ce \cdot diam + cf)] \end{array}$$

Donde:

- Vb₂*: Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- Vb₁*: Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- Vcomb*: Valor del ACPM en Colombia al usuario final en USD por galón estimado para la fecha de puesta en operación del proyecto en USD/galón diciembre de 2016.
- Cb1*: Valor del ACPM considerando en el modelo 4,5 USD/galón.
- cc*: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- cd*: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- ce*: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.
- cf*: Coeficiente. Ver Tabla 2-3.

En la Tabla 2-3 se presentan los coeficientes de las ecuaciones, así como el diámetro al cual se le puede aplicar la ecuación en términos de diámetros

Tabla 2-3 Costos o ahorros por variación en el precio de combustible

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor
Variación precio Combustible:	Costo base combustible	cb1_	4,500000
	2<=diam<=36	cc	0,000010
		cd	-0,000600
		ce	0,007900
		cf	0,010200

Fuente: Análisis Propios CREG.

2.5 Variables de modelamiento de complejidades en el trazado

En la siguiente matriz se presentan las variables incluidas en el modelamiento.

M

R

Por la cual 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

Variable	Alternativas en el modelamiento de complejidad							
Localidad Clase	Localidad Clase 1	Localidad Clase 2	Localidad Clase 3	Localidad Clase 4				
Suelo	Arcilloso	Arenoso	Rocoso					
Terreno inclinado	0%-5%	5%-10%	10%-15%	15%-20%	20%-25%	más de 25%		
Vegetación	Tundra	Bosque Templado	Selva Subtropical	Desierto Árido	Estepa Seca	Sabana	Selva Tropical	Tundra Alpina
Cruces cuerpos de agua	Perforación Horizontal Dirigida	CruceAéreo	Zanja					
Nivel freático	Sumideros y Zanjas	Sistema de Aspiración	Ataguías					
Otras Variables	Cruces sísmicos							
	Doble junta							
	Terreno cultivado							
Media ladera	15%	25%	35%					
Costos efecto combustible	Ajustes en el valor de combustible (4,5 USD por galón)							
Costos de conexiones	Diámetros 2" - 36"							

Fuente: CREG.

2.5.1 Incluir el efecto de los multiplicadores en el valor gasoducto Vb_3

Para determinar los multiplicadores a aplicar al valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible - Vb_2 se aplica la siguiente expresión:

$$Vb_3 = Vb_2 \cdot \left[\frac{M_{SA} \cdot l_{SA} + M_{SAre} \cdot l_{SAre} + M_{Sroc} \cdot l_{Sroc} + M_{Vtun} \cdot l_{Vtun} + M_{VBtem} \cdot l_{VBtem} + M_{VSSub} \cdot l_{VSSub} + M_{SAri} \cdot l_{SAri} + M_{SEs} \cdot l_{SEs} + M_{Vsab} \cdot l_{Vsab} + \dots}{l_{SA} + l_{SAre} + l_{Sroc} + l_{Vtun} + l_{VBtem} + l_{VSSub} + l_{SAri} + l_{SEs} + l_{Vsab}} \right] \cdot \left[\frac{M_{Vstrop} \cdot l_{Vstrop} + M_{Vta} \cdot l_{Vta} + M_{CL1} \cdot l_{CL1} + M_{CL2} \cdot l_{CL2} + M_{CL3} \cdot l_{CL3} + M_{CLA} \cdot l_{CLA} + M_{Tcul} \cdot l_{Tcul} + M_{Ti05} \cdot l_{Ti05} + M_{Ti510} \cdot l_{Ti510} + \dots}{l_{Vstrop} + l_{Vta} + l_{CL1} + l_{CL2} + l_{CL3} + l_{CLA} + l_{Tcul} + l_{Ti05} + l_{Ti510}} \right] \cdot \left[\frac{M_{Ti1015} \cdot l_{Ti1015} + M_{Ti1520} \cdot l_{Ti1520} + M_{Ti2025} \cdot l_{Ti2025} + M_{Tim25} \cdot l_{Tim25} + M_{Dj} \cdot l_{Dj} + M_{ac} \cdot l_{ac} + M_{ml15} \cdot l_{ml15} + M_{ml25} \cdot l_{ml25} + M_{ml35} \cdot l_{ml35} + \dots}{l_{Ti1015} + l_{Ti1520} + l_{Ti2025} + l_{Tim25} + l_{Dj} + l_{ac} + l_{ml15} + l_{ml25} + l_{ml35}} \right]$$

Donde:

- Vb_3 : Valor base incluyendo los componentes de Vb_2 y el efecto de los multiplicadores asociados a las complejidades del trazado. [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- Vb_2 : Valor base incluyendo componente social ambiental, abandono y contingencia, así como el efecto de la variación del combustible [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
- M_{SA} : Multiplicador Suelo Arcilloso.
- l_{SA} : Longitud Suelo Arcilloso [m].
- M_{SAre} : Multiplicador Suelo Arenoso.
- l_{SAre} : Longitud Suelo Arenoso [m].
- M_{Sroc} : Multiplicador Suelo Rocoso.
- l_{Sroc} : Longitud Suelo Rocoso [m].
- M_{Vtun} : Multiplicador vegetación Tundra.
- l_{Vtun} : Longitud vegetación Tundra [m].
- M_{VBtem} : Multiplicador vegetación Bosque Templado.

AM

2

Por la cual 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

l_{VBtem} :	Longitud vegetación Bosque Templado [m].
M_{VSSub} :	Multiplicador vegetación Selva Subtropical.
l_{VSSub} :	Longitud vegetación Selva Subtropical [m].
M_{SAri} :	Multiplicador vegetación Desierto Árido.
l_{SAri} :	Longitud vegetación Desierto Árido [m].
M_{SEs} :	Multiplicador vegetación Estepa Seca.
l_{SEs} :	Longitud vegetación Estepa Seca [m].
M_{Vsab} :	Multiplicador vegetación Sabana.
l_{Vsab} :	Longitud vegetación Sabana [m].
M_{Vstrop} :	Multiplicador vegetación Selva Tropical.
l_{Vstrop} :	Longitud vegetación Selva Tropical [m].
M_{Vta} :	Multiplicador vegetación Tundra Alpina.
l_{Vta} :	Longitud vegetación Tundra Alpina [m].
M_{CL1} :	Multiplicador Localidad Clase 1.
l_{CL1} :	Longitud Localidad Clase 1 [m].
M_{CL2} :	Multiplicador Localidad Clase 2.
l_{CL2} :	Longitud Localidad Clase 2 [m].
M_{CL3} :	Multiplicador Localidad Clase 3.
l_{CL3} :	Longitud Localidad Clase 3 [m].
M_{CL4} :	Multiplicador Localidad Clase 4.
l_{CL4} :	Longitud Localidad Clase 4 [m].
M_{Tcul} :	Multiplicador Terreno cultivado.
l_{Tcul} :	Longitud Terreno cultivado [m].
$M_{Ti_{0_5}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 0%-5%.
$l_{Ti_{0_5}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 0%-5% [m].
$M_{Ti_{5_{10}}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 5%-10%.
$l_{Ti_{5_{10}}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 5%-10% [m].
$M_{Ti_{10_{15}}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 10%-15%.
$l_{Ti_{10_{15}}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 10%-15% [m].
$M_{Ti_{15_{20}}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 15%-20%.
$l_{Ti_{15_{20}}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 15%-20% [m].
$M_{Ti_{20_{25}}}$:	Multiplicador Terreno inclinado entre 20%-25%.
$l_{Ti_{20_{25}}}$:	Longitud Terreno inclinado entre 20%-25% [m].
$M_{Ti_{m_{25}}}$:	Multiplicador Terreno inclinado más de 25%.
$l_{Ti_{m_{25}}}$:	Longitud Terreno inclinado más de 25% [m].
M_{Dj} :	Multiplicador Doble junta.
l_{Dj} :	Longitud Doble junta [m].
M_{ac} :	Multiplicador Área congestionada.
l_{ac} :	Longitud Área congestionada [m].
M_{ml15} :	Multiplicador media ladera con pendiente media del 15%.
l_{ml15} :	Longitud media ladera con pendiente media del 15% [m].
M_{ml25} :	Multiplicador media ladera con pendiente media del 25%.
l_{ml25} :	Longitud media ladera con pendiente media del 25% [m].
M_{ml35} :	Multiplicador media ladera con pendiente media del 35%.
l_{ml35} :	Longitud media ladera con pendiente media del 35% [m].

En la Tabla 2-4 se incluyen los coeficientes y las ecuaciones para calcular los diferentes multiplicadores incluyendo el rango de aplicación de las fórmulas para los diferentes diámetros - *diam*.

Por la cual 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

Tabla 2-4 Multiplicadores				
Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Suelo Arcilloso	2<=diam<=36	c	1,0000	$M_{SA} = c$
Suelo Arenoso	2<=diam<=36	d	0,0001	$M_{SAre} = d.diam^2 + e.diam + f$
		e	-0,0020	
		f	1,2740	
Suelo Rocoso	2<=diam<=36	g	0,0001	$M_{Sroc} = g.diam^2 + h.diam + i$
		h	-0,0021	
		i	1,6958	
Tundra	2<=diam<=36	j	0,0000	$M_{Vtun} = j.diam^2 + k.diam + l$
		k	0,0037	
		l	2,0281	
Bosque Templado	<20	m	1,2500	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 20 \\ 20 \leq diam \leq 28 \\ diam \geq 30 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{VBtem} \\ m \\ n \\ o \end{array} \right\}$
	20<=diam<=28	n	1,2600	
	<28	o	1,2630	
Selva Subtropical	<20	p	1,7100	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 20 \\ diam \geq 20 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{VSSub} \\ p \\ q \end{array} \right\}$
	>=20	q	1,7200	
Desierto Árido	2<=diam<=36	r	1,0000	$M_{SAri} = r$
Estepa Seca	2<=diam<=36	s	1,0000	$M_{SEs} = s$
Sabana	<26	t	1,0500	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 26 \\ diam \geq 26 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{VSab} \\ t \\ M_{Vtun} = u.diam + v \end{array} \right\}$
	>=26	u	0,0017	
		v	1,0133	
Selva Tropical	<20	w	2,1700	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 20 \\ 20 \leq diam \leq 28 \\ diam \geq 20 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{VStrop} \\ w \\ x \\ y \end{array} \right\}$
	20<=diam<=28	x	2,1800	
	>28	y	2,1870	
Tundra Alpina	<14	z	1,4100	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 14 \\ 14 \leq diam < 24 \\ diam \geq 24 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{Vta} \\ z \\ aa \\ ab \end{array} \right\}$
	14<=diam<=22	aa	1,4200	
	>22	ab	1,4300	
Localidad Clase 1	2<=diam<=36	ac	1,0000	$M_{CL1i} = ac$
Localidad Clase 2	<16	ad	0,0029	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Rango} \\ diam < 16 \\ diam \geq 16 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{CL2} \\ M_{CL2} = ad.diam + ae \\ M_{CL2} = af.diam + ag \end{array} \right\}$
		ae	0,9910	
	>=16	af	0,0024	
		ag	1,0930	
Localidad Clase 3	<14	ah	1,2200	$\left\{ \begin{array}{l} Eq \\ diam < 14 \\ diam \geq 14 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} M_{CL3} \\ ah \\ M_{CL3} = ai.diam + aj \end{array} \right\}$
	>=14	ai	0,0080	
		aj	1,3080	
Localidad Clase 4	2<=diam<=36	ak	0,0004	$M_{CL4} = ak.diam^2 + al.diam + am$
		al	0,0019	
		am	1,2080	
Terreno cultivado	<14	an	1,1500	
	14<=diam<16	ao	1,1600	
	16<=diam<20	ap	1,1700	

Por la cual 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

Tabla 2-4 Multiplicadores				
Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
	20<=diam<22	aq	1,1700	$\left. \begin{array}{l} \text{Rango} \\ \text{diam} < 14 \\ 14 \leq \text{diam} < 16 \\ 16 \leq \text{diam} < 20 \\ 20 \leq \text{diam} < 22 \\ 22 \leq \text{diam} < 24 \\ 24 \leq \text{diam} < 26 \\ \text{diam} \geq 26 \end{array} \right\} \begin{array}{l} M_{T_{cul}} \\ an \\ ao \\ ap \\ aq \\ ar \\ ar1 \\ ar2 \cdot \text{diam}^2 + ar3 \cdot \text{diam} + ar4 \end{array}$
	22<=diam<24	ar	1,1800	
	24<=diam<26	ar1	1,1900	
	26<=diam	ar2	0,0004	
		ar3	-0,0208	
		ar4	1,4467	
Terreno inclinado entre 0%-5%	2<=diam<=36	as	1,0000	$M_{Ti_05} = as$
Terreno inclinado entre 5%-10%	2<=diam<=36	at	0,0005	$M_{Ti_{510}} = at \cdot \text{diam}^2 + au \cdot \text{diam} + av$
		au	0,0052	
		av	1,7838	
Terreno inclinado entre 10%-15%	2<=diam<=36	aw	0,0003	$M_{Ti_{1015}} = aw \cdot \text{diam}^2 + ax \cdot \text{diam} + ay$
		ax	0,0053	
		ay	2,2456	
Terreno inclinado entre 15%-20%	2<=diam<=36	az	0,0003	$M_{Ti_{1520}} = az \cdot \text{diam}^2 + ba \cdot \text{diam} + bb$
		ba	0,0053	
		bb	2,8456	
Terreno inclinado entre 20%-25%	2<=diam<=36	bc	0,0004	$M_{Ti_{2025}} = bc \cdot \text{diam}^2 + bd \cdot \text{diam} + be$
		bd	0,0003	
		be	3,7522	
Terreno inclinado más de 25%	2<=diam<=36	bf	0,0004	$M_{Ti_{m25}} = bf \cdot \text{diam}^2 + bg \cdot \text{diam} + bh$
		bg	0,0003	
		bh	4,0022	
Doble junta	<12	bi	1,0910	$\left\{ \begin{array}{l} \text{rango} \\ \text{diam} < 12 \\ \text{diam} \geq 12 \end{array} \right\} \begin{array}{l} M_{DJ} \\ bi \\ M_{DJ} = bj \cdot \text{diam}^2 + bk \cdot \text{diam} + bl \end{array}$
		bj	0,0016	
	>=12	bk	-0,0993	
		bl	1,9143	
Área congestionada	2<=diam<=36	bm	0,0011	$M_{ac} = bm \cdot \text{diam}^2 + bn \cdot \text{diam} + bo$
		bn	0,0385	
		bo	1,3266	

Fuente: CREG

En el desarrollo del estudio de (TIPIEL, 2017b) se incluyeron factores multiplicadores para media ladera, los cuales, además de ser función del diámetro, son dependientes de la longitud que se construye en media ladera y son aplicables para longitudes entre 30 y 15.000 metros, los cuales son aplicables para inclinaciones de 15%, 25% y 35%. En la Tabla 2-5 y la Tabla 2-6 incluyen las ecuaciones para calcular dichos multiplicadores:

Por la cual 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

Tabla 2-5 Multiplicadores Media Ladera - 1						
ID Variable	Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 15% - M_{ml15}			Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 25% - M_{ml25}		
	Eq_ml_15p	eb _{diam}	ec _{diam}	Eq_ml_25p	ed _{diam}	ee _{diam}
Unidades	adm			adm		
Longitud mín. [m]	30			30		
Longitud máx. [m]	15.000			15.000		
Diámetro						
2	Eq_ml_15p_2=eb_2.diam+ec_2	2,39538E-05	1	Eq_ml_25p_2=ed_2.diam+ee_2	3,00658E-05	1
3	Eq_ml_15p_3=eb_3.diam+ec_3	1,52712E-05	1	Eq_ml_25p_3=ed_3.diam+ee_3	1,92030E-05	1
4	Eq_ml_15p_4=eb_4.diam+ec_4	6,58850E-06	1	Eq_ml_25p_4=ed_4.diam+ee_4	8,34020E-06	1
6	Eq_ml_15p_6=eb_6.diam+ec_6	4,83600E-06	1	Eq_ml_25p_6=ed_6.diam+ee_6	6,22920E-06	1
8	Eq_ml_15p_8=eb_8.diam+ec_8	4,66250E-06	1	Eq_ml_25p_8=ed_8.diam+ee_8	5,88770E-06	1
10	Eq_ml_15p_10=eb_10.diam+ec_10	4,12900E-06	1	Eq_ml_25p_10=ed_10.diam+ee_10	5,19970E-06	1
12	Eq_ml_15p_12=eb_12.diam+ec_12	3,558500E-06	1	Eq_ml_25p_12=ed_12.diam+ee_12	4,55910E-06	1
14	Eq_ml_15p_14=eb_14.diam+ec_14	2,70350E-06	1	Eq_ml_25p_14=ed_14.diam+ee_14	3,52170E-06	1
16	Eq_ml_15p_16=eb_16.diam+ec_16	3,05590E-06	1	Eq_ml_25p_16=ed_16.diam+ee_16	3,76930E-06	1
18	Eq_ml_15p_18=eb_18.diam+ec_18	2,11620E-06	1	Eq_ml_25p_18=ed_18.diam+ee_18	2,72040E-06	1
20	Eq_ml_15p_20=eb_20.diam+ec_20	2,55130E-06	1	Eq_ml_25p_20=ed_20.diam+ee_20	3,08360E-06	1
22	Eq_ml_15p_22=eb_22.diam+ec_22	2,55810E-06	1	Eq_ml_25p_22=ed_22.diam+ee_22	3,05420E-06	1
24	Eq_ml_15p_24=eb_24.diam+ec_24	2,56490E-06	1	Eq_ml_25p_24=ed_24.diam+ee_24	3,02480E-06	1
26	Eq_ml_15p_26=eb_26.diam+ec_26	3,48030E-06	1	Eq_ml_25p_26=ed_26.diam+ee_26	3,91720E-06	1
28	Eq_ml_15p_28=eb_28.diam+ec_28	4,39560E-06	1	Eq_ml_25p_28=ed_28.diam+ee_28	4,80970E-06	1
30	Eq_ml_15p_30=eb_30.diam+ec_30	5,31090E-06	1	Eq_ml_25p_30=ed_30.diam+ee_30	5,70210E-06	1
32	Eq_ml_15p_32=eb_32.diam+ec_32	5,59210E-06	1	Eq_ml_25p_32=ed_32.diam+ee_32	5,96350E-06	1
34	Eq_ml_15p_34=eb_34.diam+ec_34	5,87330E-06	1	Eq_ml_25p_34=ed_34.diam+ee_34	6,22480E-06	1
36	Eq_ml_15p_36=eb_36.diam+ec_36	6,15440E-06	1	Eq_ml_25p_36=ed_36.diam+ee_36	6,48610E-06	1

Tabla 2-6 Multiplicadores Media Ladera - 2			
ID variable	Multiplicadores de media ladera con pendiente media del 35% - M_{ml35}		
	Eq_ml_35p	ef	eg
Unidades	adm		
Longitud mín. [m]	30		
Longitud máx. [m]	15.000		
Diámetro			
2	Eq_ml_35p_2=ef_2.diam+eg_2	3,77866E-05	1
3	Eq_ml_35p_3=ef_3.diam+eg_3	2,47502E-05	1
4	Eq_ml_35p_4=ef_4.diam+eg_4	1,17137E-05	1
6	Eq_ml_35p_6=ef_6.diam+eg_6	8,91230E-06	1
8	Eq_ml_35p_8=ef_8.diam+eg_8	8,24700E-06	1
10	Eq_ml_35p_10=ef_10.diam+eg_10	7,26170E-06	1
12	Eq_ml_35p_12=ef_12.diam+eg_12	6,53180E-06	1
14	Eq_ml_35p_14=ef_14.diam+eg_14	5,12050E-06	1
16	Eq_ml_35p_16=ef_16.diam+eg_16	5,16290E-06	1
18	Eq_ml_35p_18=ef_18.diam+eg_18	3,90030E-06	1
20	Eq_ml_35p_20=ef_20.diam+eg_20	4,12150E-06	1
22	Eq_ml_35p_22=ef_22.diam+eg_22	4,04660E-06	1
24	Eq_ml_35p_24=ef_24.diam+eg_24	3,97180E-06	1
26	Eq_ml_35p_26=ef_26.diam+eg_26	4,50460E-06	1
28	Eq_ml_35p_28=ef_28.diam+eg_28	5,03740E-06	1
30	Eq_ml_35p_30=ef_30.diam+eg_30	5,57030E-06	1
32	Eq_ml_35p_32=ef_32.diam+eg_32	6,10310E-06	1
34	Eq_ml_35p_34=ef_34.diam+eg_34	6,63590E-06	1
36	Eq_ml_35p_36=ef_36.diam+eg_36	7,16870E-06	1

M

2

Por la cual 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

2.5.2 Costos de complejidades y su adición al valor del gasoducto Vb_{3a} .

Existen variables en el modelamiento que representan obras y equipos específicos en la intervención del trazado en lo referente a cruces especiales para los cuales se desarrolló un análisis puntual en el estudio de (TIPIEL, 2017a), cuyos tipos de cruces se listan a continuación:

- a) Sumideros y Zanjas (Tabla 2-7)
- b) Sistema de Aspiración (Tabla 2-7)
- c) Ataguías (Tabla 2-8)
- d) Cruces húmedos (Tabla 2-8)
- e) Perforación Horizontal Dirigida (Tabla 2-9)
- f) Cruces aéreos (Tabla 2-9)
- g) Cruces sísmicos (Tabla 2-10)

En dichos casos el resultado del consultor incluyó tablas donde se identifican valores totales de los cruces desde 2" hasta 48" y desde 30 metros hasta 15 km, los cuales para ser incluidos en el modelo Tabla 2-7 a la Tabla 2-10. Se aclara que para las variables de estos cruces especiales relacionados previamente se aplicarán los porcentajes de la Tabla 2-2⁵.

Para calcular el valor a adicionar al valor base Vb_3 el costo de las complejidades se aplica las siguientes ecuaciones

$$Vb_{3a} = Vb_3 \cdot diam \cdot l_{base} + C_{SZ} + C_{SA} + C_{At} + C_{CH} + C_{CS} + C_{phd} + C_{ac}$$

Donde:

Vb_{3a} :	Valor base incluyendo componentes de Vb_2 , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
Vb_3 :	Valor base incluyendo los componentes de Vb_2 y el efecto de los multiplicadores asociados a las complejidades del trazado. [USD/pulgada/m] diciembre de 2016.
$diam$:	Diámetro [pulgadas].
l_{base} :	Longitud total del gasoducto a valorar descontando la longitud de los cruces especiales[m].
C_{SZ} :	Costo de Sumideros y Zanjas [USD] diciembre de 2016.
C_{SA} :	Costo de Sistema de Aspiración [USD] diciembre de 2016.
C_{At} :	Costo de Ataguías [USD] diciembre de 2016.
C_{CH} :	Costo de Cruces húmedos [USD] diciembre de 2016.
C_{CS} :	Costo de Cruce sísmico [USD] diciembre de 2016.
C_{phd} :	Costo de Perforación Horizontal Dirigida [USD] diciembre de 2016.
C_{ac} :	Costo de cruce aereo [USD] diciembre de 2016.

Los costos de complejidades que al modelarlos se caracterizan por ecuaciones que dependen del diámetro y de la longitud tales como se presentan en las siguientes tablas: Los costos de complejidades que al modelarlos se caracterizan

⁵ Dado que como lo señala los informes de Tipiel ya se tiene incluido un 1% de gestión social se incluirán los porcentajes de la Tabla 2-2 restando en el rubro social el 1% por ya estar incluido.

AN

R

Por la cual 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

por ecuaciones que dependen del diámetro y de la longitud tales como se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 2-7 Ecuaciones valorar complejidades 1

unidades	Sumideros y Zanjas C_{SZ} : USD			Sistema de Aspiración Variable C_{SA} : USD		
	Eq_SZ	cl	cm	Eq_SA	co	cp
2	Eq_SZ_2=cl_2.long+cm_2	141,1356	0,0000E+00	Eq_SA_2=co_2.long+cp_2	201,2576	0,0000,E+00
3	Eq_SZ_3=cl_3.long+cm_3	172,6307	0,0000E+00	Eq_SA_3=co_3.long+cp_3	232,7614	5,8208,E-11
4	Eq_SZ_4=cl_4.long+cm_4	204,1258	5,8208E-11	Eq_SA_4=co_4.long+cp_4	264,2652	1,1642,E-10
6	Eq_SZ_6=cl_6.long+cm_6	246,9943	-5,8208E-11	Eq_SA_6=co_6.long+cp_6	307,1512	-1,7462,E-10
8	Eq_SZ_8=cl_8.long+cm_8	284,3889	0,0000E+00	Eq_SA_8=co_8.long+cp_8	344,5623	-1,1642,E-10
10	Eq_SZ_10=cl_10.long+cm_10	323,4455	0,0000E+00	Eq_SA_10=co_10.long+cp_10	383,6363	-1,1642,E-10
12	Eq_SZ_12=cl_12.long+cm_12	364,5145	-5,8208E-11	Eq_SA_12=co_12.long+cp_12	430,7529	0,0000,E+00
14	Eq_SZ_14=cl_14.long+cm_14	440,5683	1,1642E-10	Eq_SA_14=co_14.long+cp_14	506,8170	-1,1642,E-10
16	Eq_SZ_16=cl_16.long+cm_16	520,7342	-1,1642E-10	Eq_SA_16=co_16.long+cp_16	586,9993	-1,1642,E-10
18	Eq_SZ_18=cl_18.long+cm_18	596,1688	2,3283E-10	Eq_SA_18=co_18.long+cp_18	662,4503	0,0000,E+00
20	Eq_SZ_20=cl_20.long+cm_20	698,0904	3,4925E-10	Eq_SA_20=co_20.long+cp_20	764,3884	0,0000,E+00
22	Eq_SZ_22=cl_22.long+cm_22	779,9405	0,0000E+00	Eq_SA_22=co_22.long+cp_22	849,0932	2,3283,E-10
24	Eq_SZ_24=cl_24.long+cm_24	861,7906	2,3283E-10	Eq_SA_24=co_24.long+cp_24	933,7981	2,3283,E-10
26	Eq_SZ_26=cl_26.long+cm_26	959,6087	0,0000E+00	Eq_SA_26=co_26.long+cp_26	1031,6325	-2,3283,E-10
28	Eq_SZ_28=cl_28.long+cm_28	1057,4267	0,0000E+00	Eq_SA_28=co_28.long+cp_28	1129,4670	0,0000,E+00
30	Eq_SZ_30=cl_30.long+cm_30	1155,2448	0,0000E+00	Eq_SA_30=co_30.long+cp_30	1227,3015	2,3283,E-10
32	Eq_SZ_32=cl_32.long+cm_32	1245,0719	-2,3283E-10	Eq_SA_32=co_32.long+cp_32	1317,1450	0,0000,E+00
34	Eq_SZ_34=cl_34.long+cm_34	1334,8990	4,6566E-10	Eq_SA_34=co_34.long+cp_34	1406,9886	6,9849,E-10
36	Eq_SZ_36=cl_36.long+cm_36	1424,7261	4,6566E-10	Eq_SA_36=co_36.long+cp_36	1496,8321	-2,3283,E-10

Tabla 2-8 Ecuaciones valorar complejidades 2

unidades	Ataguías C_{At} : USD			Cruces húmedos C_{CH} : USD		
	Eq_At	cr	cs	Eq_CH	cu	cv
2	Eq_At_2=cr_2.long+cs_2	204,9132	0,0000,E+00	Eq_CH_2=cu_2.long+cv_2	547,6225	0,0000,E+00
3	Eq_At_3=cr_3.long+cs_3	237,2144	-5,8208,E-11	Eq_CH_3=cu_3.long+cv_3	567,3669	0,0000,E+00
4	Eq_At_4=cr_4.long+cs_4	269,5157	0,0000,E+00	Eq_CH_4=cu_4.long+cv_4	587,1113	-1,1642,E-10
6	Eq_At_6=cr_6.long+cs_6	313,9965	0,0000,E+00	Eq_CH_6=cu_6.long+cv_6	684,7499	0,0000,E+00
8	Eq_At_8=cr_8.long+cs_8	352,9085	0,0000,E+00	Eq_CH_8=cu_8.long+cv_8	710,4114	-2,3283,E-10
10	Eq_At_10=cr_10.long+cs_10	393,5774	-1,1642,E-10	Eq_CH_10=cu_10.long+cv_10	739,5623	0,0000,E+00
12	Eq_At_12=cr_12.long+cs_12	436,6955	0,0000,E+00	Eq_CH_12=cu_12.long+cv_12	820,3738	-2,3283,E-10
14	Eq_At_14=cr_14.long+cs_14	513,6977	-2,3283,E-10	Eq_CH_14=cu_14.long+cv_14	908,7730	0,0000,E+00
16	Eq_At_16=cr_16.long+cs_16	595,3810	2,3283,E-10	Eq_CH_16=cu_16.long+cv_16	1023,0667	0,0000,E+00
18	Eq_At_18=cr_18.long+cs_18	672,3330	0,0000,E+00	Eq_CH_18=cu_18.long+cv_18	1125,1606	2,3283,E-10
20	Eq_At_20=cr_20.long+cs_20	775,7721	-2,3283,E-10	Eq_CH_20=cu_20.long+cv_20	1272,5793	4,6566,E-10
22	Eq_At_22=cr_22.long+cs_22	859,4350	2,3283,E-10	Eq_CH_22=cu_22.long+cv_22	1376,4280	4,6566,E-10
24	Eq_At_24=cr_24.long+cs_24	943,0980	-4,6566,E-10	Eq_CH_24=cu_24.long+cv_24	1480,2766	0,0000,E+00
26	Eq_At_26=cr_26.long+cs_26	1042,4335	2,3283,E-10	Eq_CH_26=cu_26.long+cv_26	1619,3942	0,0000,E+00

AM

R

Por la cual 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

Tabla 2-8 Ecuaciones valorar complejidades 2						
unidades	Ataguías C_{At} :			Cruces húmedos C_{CH} :		
	USD			USD		
Diámetro	Eq_At	cr	cs	Eq_CH	cu	cv
28	Eq_At_28=cr_28.long+cs_28	1141,7690	0,0000,E+00	Eq_CH_28=cu_28.long+cv_28	1758,5117	-4,6566,E-10
30	Eq_At_30=cr_30.long+cs_30	1241,1044	-4,6566,E-10	Eq_CH_30=cu_30.long+cv_30	1897,6293	4,6566,E-10
32	Eq_At_32=cr_32.long+cs_32	1332,4490	-2,3283,E-10	Eq_CH_32=cu_32.long+cv_32	2082,0190	-9,3132,E-10
34	Eq_At_34=cr_34.long+cs_34	1423,7935	0,0000,E+00	Eq_CH_34=cu_34.long+cv_34	2266,4086	4,6566,E-10
36	Eq_At_36=cr_36.long+cs_36	1515,1380	2,3283,E-10	Eq_CH_36=cu_36.long+cv_36	2450,7983	0,0000,E+00

Tabla 2-9 Ecuaciones valorar complejidades 3						
ID Variable unidades	Perforación Horizontal Dirigida C_{phd} ⁶			Cruce aéreo C_{ac} ⁷		
	Eq_PhD	cx ^{diam}	cy ^{diam}	Eq_Ca	dz ^{diam}	ea ^{diam}
Longitud mín. [m]	USD			USD		
Longitud máx. [m]	60			30		
Diámetro	5.000			5.000		
2	Eq_PhD_2=cx_2.long_phd+cy_2	1128,6562	4436,3834	Eq_Ca_2=dz_2.long_ca+ea_2	1919,5896	-9293,6073
3	Eq_PhD_3=cx_3.long_phd+cy_3	1283,8419	4512,2616	Eq_Ca_3=dz_3.long_ca+ea_3	1841,3964	3104,8078
4	Eq_PhD_4=cx_4.long_phd+cy_4	1439,0277	4588,1397	Eq_Ca_4=dz_4.long_ca+ea_4	1763,2031	15503,223
6	Eq_PhD_6=cx_6.long_phd+cy_6	1674,5448	4594,6294	Eq_Ca_6=dz_6.long_ca+ea_6	2396,0961	-1348,9583
8	Eq_PhD_8=cx_8.long_phd+cy_8	1853,2761	4601,2462	Eq_Ca_8=dz_8.long_ca+ea_8	2305,0751	15470,7727
10	Eq_PhD_10=cx_10.long_phd+cy_10	2043,6927	4608,8384	Eq_Ca_10=dz_10.long_ca+ea_10	2483,9866	10849,1462
12	Eq_PhD_12=cx_12.long_phd+cy_12	2352,743	7493,3282	Eq_Ca_12=dz_12.long_ca+ea_12	3311,3271	31479,4517
14	Eq_PhD_14=cx_14.long_phd+cy_14	2504,4591	7497,8579	Eq_Ca_14=dz_14.long_ca+ea_14	3653,8767	33191,4949
16	Eq_PhD_16=cx_16.long_phd+cy_16	2707,6978	7506,125	Eq_Ca_16=dz_16.long_ca+ea_16	4034,6817	25705,7053
18	Eq_PhD_18=cx_18.long_phd+cy_18	2901,0005	7514,9507	Eq_Ca_18=dz_18.long_ca+ea_18	4184,7777	29760,5107
20	Eq_PhD_20=cx_20.long_phd+cy_20	3110,8794	7524,3529	Eq_Ca_20=dz_20.long_ca+ea_20	4742,5612	27257,7043
22	Eq_PhD_22=cx_22.long_phd+cy_22	3271,2736	9451,7079	Eq_Ca_22=dz_22.long_ca+ea_22	5458,748	48551,8072
24	Eq_PhD_24=cx_24.long_phd+cy_24	3431,6677	11379,0628	Eq_Ca_24=dz_24.long_ca+ea_24	6174,9348	69845,9101
26	Eq_PhD_26=cx_26.long_phd+cy_26	3614,3145	10109,7654	Eq_Ca_26=dz_26.long_ca+ea_26	6526,0853	68740,1606
28	Eq_PhD_28=cx_28.long_phd+cy_28	3796,9613	8840,4679	Eq_Ca_28=dz_28.long_ca+ea_28	6877,2357	67634,411
30	Eq_PhD_30=cx_30.long_phd+cy_30	3979,6081	7571,1705	Eq_Ca_30=dz_30.long_ca+ea_30	7228,3861	66528,6615
32	Eq_PhD_32=cx_32.long_phd+cy_32	4147,5796	7584,2867	Eq_Ca_32=dz_32.long_ca+ea_32	8042,7618	43248,2846
34	Eq_PhD_34=cx_34.long_phd+cy_34	4315,5511	7597,4029	Eq_Ca_34=dz_34.long_ca+ea_34	8857,1376	19967,9077
36	Eq_PhD_36=cx_36.long_phd+cy_36	4483,5227	7610,519	Eq_Ca_36=dz_36.long_ca+ea_36	9671,5133	-3312,4691

Tabla 2-10 Cruce sísmico C_{CS}			
unidades	USD		
Diámetro	Eq_CS	eh ^{diam}	ei ^{diam}
2	Eq_CS_2=eh_2.long+ei_2	380,0743	5,821E-11
3	Eq_CS_3=eh_3.long+ei_3	420,9481	0,000E+00
4	Eq_CS_4=eh_4.long+ei_4	461,8219	0,000E+00

⁶ 5b-HDD-Horizontal directional drilling.

⁷ 5c-AerialCrossing.

AM

R

Por la cual 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

Tabla 2-10 Cruce sísmico C_{CS}			
unidades	USD		
Diámetro	Eq_CS	eh _{diam}	ei _{diam}
6	Eq_CS_6=eh_6.long+ei_6	524,1809	-2,328E-10
8	Eq_CS_8=eh_8.long+ei_8	580,3292	0,000E+00
10	Eq_CS_10=eh_10.long+ei_10	639,7224	-1,164E-10
12	Eq_CS_12=eh_12.long+ei_12	697,1771	3,492E-10
14	Eq_CS_14=eh_14.long+ei_14	785,4505	0,000E+00
16	Eq_CS_16=eh_16.long+ei_16	885,5229	-2,328E-10
18	Eq_CS_18=eh_18.long+ei_18	981,3538	-2,328E-10
20	Eq_CS_20=eh_20.long+ei_20	1103,9254	2,328E-10
22	Eq_CS_22=eh_22.long+ei_22	1204,7218	-4,657E-10
24	Eq_CS_24=eh_24.long+ei_24	1305,5181	2,328E-10
26	Eq_CS_26=eh_26.long+ei_26	1425,1778	2,328E-10
28	Eq_CS_28=eh_28.long+ei_28	1544,8375	0,000E+00
30	Eq_CS_30=eh_30.long+ei_30	1664,4972	0,000E+00
32	Eq_CS_32=eh_32.long+ei_32	1777,4884	0,000E+00
34	Eq_CS_34=eh_34.long+ei_34	1890,4796	0,000E+00
36	Eq_CS_36=eh_36.long+ei_36	2003,4708	-4,657E-10

2.5.3 Costos de las Conexiones y su adición al valor del gasoducto Vb_4

Las conexiones pueden ser del tipo corte en frío (*cold cut*), corte en caliente (*hot tap*), conexión con tapón doble más *hot tap* y conexión con tapón doble más *hot tap* y *bypass*.

Estas conexiones se reconocen al transportador como parte de la inversión en transporte cuando se requieren para conectar un gasoducto *loop* o para conectar una extensión del gasoducto. De acuerdo con lo establecido en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, los costos de conexiones que benefician a un remitente en particular deben ser asumidos por dicho remitente.

A partir de la información disponible se puede establecer el costo de cada tipo de conexión como se muestra en la Tabla 2-11. Cabe anotar que la información disponible permite calcular directamente los valores para los diámetros de 4, 6, 12, 18, 24 y 30 pulgadas. Los valores para diámetros intermedios se obtuvieron con interpolación lineal. Las ecuaciones para determinar el valor del gasoducto incluyendo el costo de las conexiones

$$Vb_4 = Vb_{3a} + Ct_{ctdmhtyb} + Ct_{ctdmht} + Ct_{cccht} + Ct_{ctcf}$$

Donde:

Vb_4 : Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.

Vb_{3a} : Valor base incluyendo componentes de Vb_2 , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.

AM

R

Por la cual 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

$Ct_{Ctdmhtyb}$:	Costo total conexión tapón doble más hot tap y bypass [USD] diciembre de 2016.
Ct_{Ctdmht} :	Costo total conexión tapón doble más hot tap [USD] diciembre de 2016.
Ct_{Cccht} :	Costo total conexión corte en caliente, hot tap [USD] diciembre de 2016.
Ct_{Ctcf} :	Costo total conexión corte en frío, cold tap [USD] diciembre de 2016.

Tabla 2-11 Costo de conexiones (USD 2016).

Multiplicador	Rango aplicación	Variable	Valor	Ecuación
Conexión tapón doble más hot tap y bypass $Ct_{Ctdmhtyb}$	<14	bp	14157,0000	$Ct_{Ctdmhtybmeno14} = bp.diam + bq$
		bq	31935,0000	
	>=14	br	43507,0000	$Ct_{Ctdmhtybmaya14} = br.diam + bs$
		bs	264562,000	
Conexión tapón doble más hot tap	2<=diam<=36	bt	856,4500	$Ct_{Ctdmht} = bt.diam^2 + bu.diam + bv$
		bu	-2215,6000	
		bv	57062,0000	
Conexión corte en caliente, hot tap	2<=diam<=36	bw	505,6300	$Ct_{Cccht} = bw.diam^2 + bx.diam + by$
		bx	-913,8600	
		by	338994,0000	
Conexión corte en frío, cold tap	2<=diam<=36	bz	81,8680	$Ct_{Ctcf} = bz.diam^2 + ca.diam + cb$
		ca	-566,6300	
		cb	5572,4000	

Es importante señalar que las ecuaciones presentadas en la tabla permiten el calcular el valor de una conexión. Si existen varias conexiones, se deben calcular cada una con la ecuación correspondiente.

Este resultado corresponde a una estimación de costos clase 3 según la clasificación de costos generalmente aceptada en ingeniería⁸. El rango de exactitud esperado de esta estimación tiene una variación en el rango bajo de -10% a -20% y de +10% a +30% en el rango alto.

2.6 Actualización de valores de gasoducto

Los valores determinados hasta el numeral 2.5 están definidos en dólares americanos de diciembre de 2016. Sin embargo, para determinar los valores a otras fechas, es necesario aplicarle indexadores. En el presente numeral se incluye el procedimiento para actualizar los valores. En el diagrama se presenta el proceso de actualización.

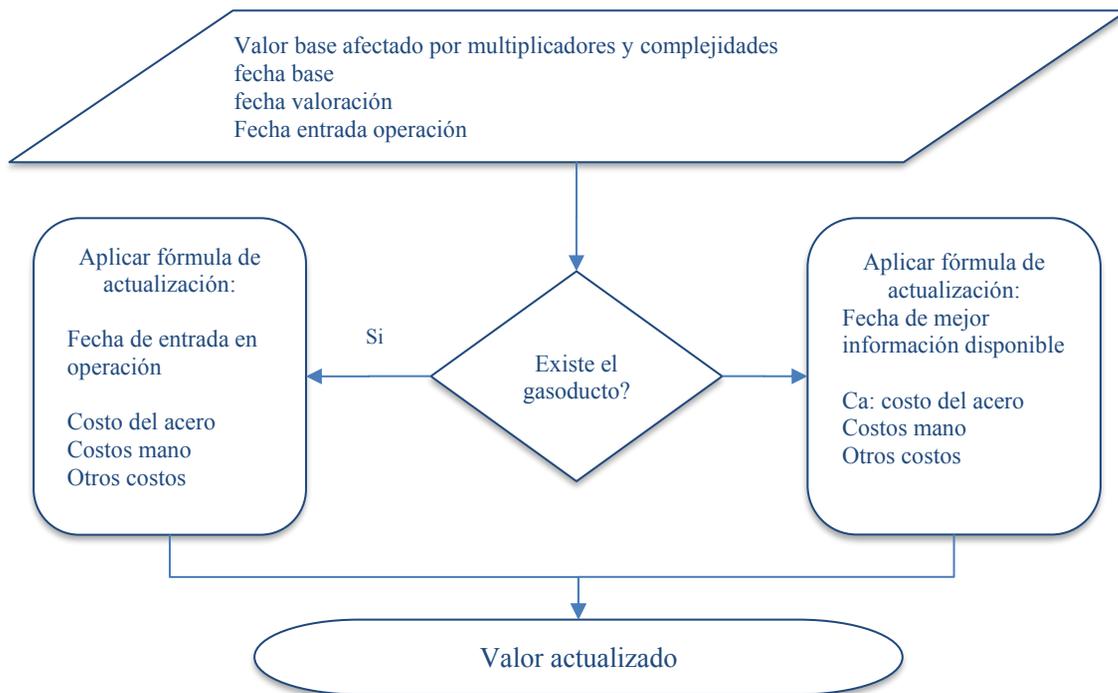
⁸ Para mayor información la página www.aacei.org 18R-97: Cost Estimate Classification System.

AM

R

Por la cual 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

Figura 2-2 Proceso de actualización de valores



Fuente: CREG.

Este valor se considera que se compone de tres parámetros: costos del acero, costos de mano de obra, y otros costos. En concordancia, se establece la forma de actualizarlo para determinar su valor en dólares de una fecha base⁹. Para su actualización se debe considerar los siguientes dos casos posibles.

2.6.1 Definición de fechas para calcular la actualización

Para llevar a cabo la actualización es necesario incluir en el modelo de las siguientes fechas cuyas definiciones se incluyen a continuación:

- a) *fecha de entrada en operación del gasoducto feop*: corresponde a la fecha que entro en operación el gasoducto y en caso de que sea distinta a la fecha que se definió en la base tarifaria se tomará esta última, solo se podrán valorar gasoductos cuya entrada operación sea posterior al 1 de enero de 2003¹⁰.
- b) *fecha de valor base del modelo fv*: Corresponde a diciembre de 2016.
- c) *fecha base valoración fb*: corresponde a la fecha base definida en la metodología
- d) *fecha de evaluación del gasoducto feva*: Corresponde a la fecha con la mejor información disponible¹¹ para valorar los gasoductos que se pretenden construir.

⁹ La fecha base se define para establecer el valor de la inversión en dólares de una fecha específica para la valoración de todos los gasoductos por parte de la CREG y establecerlo mediante resolución.

¹⁰ Esta restricción se debe a la información disponible sobre series del acero.

¹¹ En este caso diciembre de 2019, para la cual se tiene información de PPI e índices del acero.

AM

R

Por la cual 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

2.6.2 Actualizar el valor de un gasoducto existente Va_e

La valoración de un gasoducto que ya entró en operación comercial se actualiza a la fecha base, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Va_e = Vb_4 \times (Aea + Aemo + Aeoc)$$

Donde:

Va_e : Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base

Vb_4 : Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016

Aea : Indexador actualización acero.

$Aemo$: Indexador actualización mano obra

$Aeoc$: Indexador actualización otros costos

Las fórmulas para determinar los indexadores se incluyen en la Tabla 2-12.

Tabla 2-12 Ecuaciones actualización	
constante	Gasoducto existente
Actualización acero	$Aea = Ca * \frac{IA_{feop}}{IA_{fv}} * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$
Actualización mano obra	$Aemo = Cmo * \frac{TRM_{fv}}{TRM_{feop}} * \frac{SMLV_{feop}}{SMLV_{fv}} * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$
Actualización Otros costos	$Aeoc = Coc * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feop}}$

Las variables utilizadas en las fórmulas de la Tabla 2-12. se incluyen a continuación:

Ca : Coeficiente indexador equivalente a 0,35.

IA_{feop} : Es el índice para actualización de precios del acero, CDSFDRBJ Index¹² fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.

IA_{fv} : Es el índice para actualización de precios del acero, CDSFDRBJ Index¹³ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de valor base del modelo fv .

PPI_{fb} : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha base valoración fb .

PPI_{feop} : Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de entrada en operación del gasoducto feop.

Cmo : Coeficiente indexador equivalente a 0,4.

¹² The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

¹³ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

AM

R

Por la cual 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

TRM_{fv} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv .
TRM_{feop} :	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de entrada en operación del gasoducto $feop$.
$SMLV_{feop}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de entrada en operación del gasoducto $feop$.
$SMLV_{fv}$:	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo fv
Coc :	Coefficiente indexador equivalente a 0,25.

Para la conversión del valor a pesos colombianos, se utiliza la siguiente expresión:

$$Va_{e,p} = Va_e \times TRM_{fb}$$

Donde:

$Va_{e,p}$:	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , pesos colombianos de la fecha base.
Va_e :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
TRM_{fb} :	Tasa representativa del mercado de la fecha base.

2.6.3 Valorar un gasoducto que se pretende construir

La valoración de un gasoducto que se pretende construir se hará con la mejor información disponible al momento de la actualización. Mediante la siguiente expresión se actualiza a la fecha base:

$$Va_f = Vb_4 \cdot (Afa + Afmo + Afoc)$$

Donde:

Va_f :	Valor actualizado incluyendo componentes de Vb_4 , [USD] fecha base.
Vb_4 :	Valor base incluyendo componentes de Vb_{3a} , así como el costo de las complejidades [USD] diciembre de 2016.
Afa :	Indexador actualización acero.
$Afmo$:	Indexador actualización mano obra.
$Afoc$:	Indexador actualización otros costos.

Las fórmulas para determinar los indexadores se incluyen en la Tabla 2-13.

Tabla 2-13 Ecuaciones actualización gasoducto que se pretende construir	
constante	Gasoducto se pretende construir
Actualización acero	$Afa = Ca * \frac{IA_{feva}}{IA_{fv}} * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{feva}}$
Actualización mano obra	$Afmo = Cmo * \frac{TRM_{fv}}{TRM_{fb}} * \frac{SMLV_{fb}}{SMLV_{fv}}$
Actualización Otros costos	$Afoc = Coc * \frac{PPI_{fb}}{PPI_{fv}}$

M

R

Por la cual 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

Las variables utilizadas en las fórmulas de la Tabla 2-13 se incluyen a continuación:

<i>Ca:</i>	Coeficiente indexador equivalente a 0,35.
<i>IA_{feva}:</i>	Es el índice para actualización de precios del acero, CDSPDRBJ Index ¹⁴ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de evaluación del gasoducto <i>feva</i> .
<i>IA_{fv}:</i>	Es el índice para actualización de precios del acero, CDSPDRBJ Index ¹⁵ fuente Bloomberg, correspondiente al promedio simple del mes para la fecha de valor base del modelo <i>fv</i> .
<i>PPI_{fb}:</i>	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha base valoración <i>fb</i> .
<i>PPI_{fv}:</i>	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de valor base del modelo <i>fv</i> .
<i>PPI_{feva}:</i>	Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, serie WPSFD41312 para la fecha de evaluación del gasoducto <i>feva</i> .
<i>Cmo:</i>	Coeficiente indexador equivalente a 0,4.
<i>TRM_{fv}:</i>	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo <i>fv</i> .
<i>TRM_{fb}:</i>	Es el promedio simple de la tasa representativa del mercado durante el año correspondiente a la fecha base valoración <i>fb</i> .
<i>SMLV_{fb}:</i>	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha base valoración <i>fb</i> .
<i>SMLV_{fv}:</i>	Corresponde al salario mínimo mensual legal vigente durante el año correspondiente a la fecha de valor base del modelo <i>fv</i> .
<i>Coc:</i>	Coeficiente indexador equivalente a 0,25.

Para la conversión del valor a pesos colombianos, se utiliza la siguiente expresión:

$$Va_{e,p} = Va_e \times TRM_{fb}$$

Donde:

<i>Va_{f,p}:</i>	Valor actualizado incluyendo componentes de <i>Vb₄</i> en pesos colombianos de la fecha base.
<i>Va_f:</i>	Valor actualizado incluyendo componentes de <i>Vb₄</i> , [USD] fecha base.
<i>TRM_{fb}:</i>	Tasa representativa del mercado de la fecha base.

2.7 Reglas de aplicación de modelo

Para aplicar el modelo de valoración de gasoductos integrado en este numeral 2, se deben observar las siguientes reglas:

¹⁴ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

¹⁵ The data is coming from Antaika. From 8/19/2013 onward, the pricing is for rebar of grade HRB 400 or grade III. Previously, it was grade HRB 335, or commonly known as grade II.

AM

R

Por la cual 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

- a) La longitud del valor base corresponde a la longitud total del gasoducto sin tener en cuenta la longitud de los cruces especiales.
- b) Se deben observar las restricciones en la aplicación de las variables de multiplicadores y de complejidad en longitud y en diámetro, para situaciones en los cuales el gasoducto a modelar no se encuentre en dichos rangos, el agente deberá llenar la información de caracterización y señalar expresamente que no está dentro del rango de aplicación del modelo.
- c) Para construcciones que se desarrollan en media ladera se podrán interpolar en caso de ángulos intermedios es decir entre 15°, 25° y 35°, si hay casos superiores a 35° se utilizara los multiplicadores de media ladera de 35°.

2.8 Restricciones de aplicación del modelo e información

Tal como se ha incluido a lo largo del presente numeral 2, en las diferentes tablas se han integrado rangos de aplicación para las diferentes fórmulas, en algunos casos para diámetros y en otro para longitudes. Complementario a ello, en la siguiente tabla se resumen las restricciones de aplicación del modelo.

Variable	Diámetros (inch)	Longitudes (m)
Valor base (Vb)	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36.	1.000m- 200.000 m
Multiplicador de media ladera (15%, 25%, 35% de inclinación)	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30m- 15.000 m
CU Perforación Horizontal Dirigida, CU Cruce Aéreo	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30m-5.000m ver adicionalmente la Tabla 2-15
CU. Sumideros y zanjas, sistema de aspiración, ataguías, cruces húmedos, cruces sísmicos	2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36	30m – Tipiel 50,000m

longitud (m)	Diámetro																			
	2	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	
30						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
45									X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
60														X	X	X	X	X	X	X

X: en dichos casos no es factible aplicar la valoración con el modelo.

AM

R

Por la cual 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

3 Valoración de estaciones de compresión

3.1 Información disponible

Como parte de los estudios requeridos para establecer la nueva metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural, en 2014 la Comisión realizó un estudio para actualizar el valor de algunos insumos utilizados por la CREG para estimar el valor eficiente de estaciones de compresión¹⁶.

3.2 Valores de referencia

En la Tabla 3-1 se muestran las principales variables que inciden en el costo de inversión en estaciones de compresión reciprocantes, y para distintos niveles de potencia instalada. Estos valores corresponden a los propuestos por el experto Calvin Peter Oleksuk en 2014, e incluyen el valor eficiente de elementos adicionales considerados necesarios para estaciones de compresión en Colombia. Estos elementos adicionales son enfriadores, edificios y bodegas, conexiones *hot tap* y pavimentación de vías. la desagregación de variables correspondientes a estaciones reciprocantes. Para estaciones de compresión centrifugas se presenta en la Tabla 3-2..

Tabla 3-1. Desagregación de variables que inciden en el costo estándar de inversión en estaciones de compresión reciprocantes

Equipos

Compresor
Enfriadores [1]
Transporte, bodegaje seguros, porteo [2]
IVA y arancel [3]
Otros

Materiales

Simentaciones, estructuras, edificios, tuberías, controles

Construcción

Contratos, subcontratos, costos indirectos

Ingeniería

Costos locales

Ambiental, consultas públicas, legal

Adicionales [4]

Edificios y bodegas, conexión *hot tap* y vías

Contingencias 10%

Fuente: Adaptado del informe presentado por Calvin Peter Oleksuk, publicado mediante la Circular CREG 081 de 2014

[1] Rubro considerado necesario en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 20,08% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

[2] Corresponde al 1,3% del valor del compresor más enfriadores. Este es el porcentaje reconocido por la CREG para este rubro en valoraciones anteriores.

[3] Corresponde a 19% de IVA y 5% de arancel sobre el valor del compresor más enfriadores. Porcentajes reportados por la DIAN (E-2012-003178).

¹⁶ El estudio lo realizó Calvin Peter Oleksuk, experto internacional en construcción de estaciones de compresión, y se publicó mediante la Circular No. 081 de 2014. La estimación de costos realizada por el consultor Oleksuk corresponde a una estimación clase III.

Jr

R

Por la cual 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

[4] Rubros considerados necesarios en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 9,13% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

Para valorar las unidades de compresión reciprocantes que componen las estaciones de compresión se debe aplicar la siguiente ecuación

$$V_u = (25607 \times P_u^{-0,218})$$

$$V_t = \sum_{u=1}^{UT} V_u \times P_u$$

Donde:

V_t : Valor total estación de compresión [USD2009]

V_u : Valor unitario de cada unidad de compresión [USD2009/HP]

P_u : Potencia unidad a valorar [hp]

u : unidad de la estación a compresión a valorar

UT : numero total de unidades de compresión a valorar

Tabla 3-2. Desagregación de variables que inciden en el costo estándar de inversión en estaciones de compresión centrífugas

Equipos

Compresor

Enfriadores [1]

Transporte, bodegaje, seguros, porteo [2]

IVA y arancel [3]

Otros

Materiales

Simentaciones, estructuras, edificios, tuberías, controles

Construcción

Contratos, subcontratos, costos indirectos

Ingeniería

Costos locales

Ambiental, consultas públicas, legal

Adicionales [4]

Edificios y bodegas, conexión *hot tap* y vías

Contingencias 10%

Fuente: Adaptado del informe presentado por Calvin Peter Oleksuk, publicado mediante la Circular CREG 081 de 2014

[1] Rubro considerado necesario en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 20,08% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

[2] Corresponde al 1,3% del valor del compresor más enfriadores. Este es el porcentaje reconocido por la CREG para este rubro en valoraciones anteriores.

[3] Corresponde a 19% de IVA y 5% de arancel sobre el valor del compresor más enfriadores. Porcentajes reportados por la DIAN (E-2012-003178).

[4] Rubros considerados necesarios en las estaciones de compresión en Colombia. Corresponde al 9,13% del valor del compresor, porcentaje obtenido con base en valores reconocidos por la CREG para estos rubros en valoraciones anteriores.

Para valorar las unidades de compresión centrífugas que componen las estaciones de compresión se debe aplicar la siguiente ecuación

AM

R

Por la cual 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

$$V_u = (149871 \times P_u^{-0,431})$$

$$V_t = \sum_{u=1}^{UT} V_u \times P_u$$

Donde:

V_t : Valor total estación de compresión [USD2009]

V_u : Valor unitario de cada unidad de compresión [USD2009/HP]

P_u : Potencia unidad a valorar [hp]

u : unidad de la estación a compresión a valorar

UT : numero total de unidades de compresión a valorar

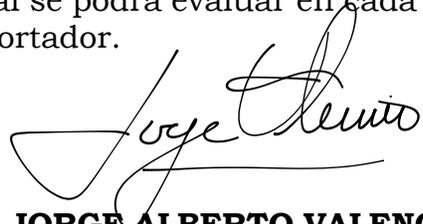
Sobre las cifras que se calculan a partir de las ecuaciones se debe tener en cuenta lo siguiente:

- i. La actualización de estas cifras se realizará con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales (Serie ID: WPSFD41312).
- ii. Se asume que los equipos correspondientes a compresor y enfriadores son importados y sobre ellos aplica IVA y arancel. La información disponible en la Comisión al momento de elaborar este documento indica que para estos equipos el IVA es del 19% y el arancel del 5%. Estos porcentajes se podrán ajustar a los valores vigentes al momento de valorar una estación para efectos tarifarios.
- iii. Las ecuaciones tienen un rango de aplicación para unidades de compresión desde 1500-30,000HP

El resultado de aplicar la anterior ecuación corresponde a una estimación de costos clase 3 según la clasificación de costos generalmente aceptada en ingeniería¹⁷. El rango de exactitud esperado de esta estimación tiene una variación en el rango bajo de -10% a -20% y de +10% a +30% en el rango alto. Los anteriores valores de referencia no incluyen infraestructura adicional que pueda requerirse en la estación de compresión por situaciones particulares tales como condiciones del terreno o gasoductos de conexión de longitudes apreciables. Esta infraestructura adicional se podrá evaluar en cada caso con la justificación debida que reporte el transportador.



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

¹⁷ Para mayor información, consultar www.aacei.org

Por la cual 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

Anexo 2. Información

Este anexo incluye los formatos para que los agentes declaren la información para valorar gasoductos, estaciones de compresión, inventario de activos y activos que cumplen período de vida útil normativa.

1 Variables del formato 1 - Gasoductos

1.1 Descripción de tipos de suelo

1.1.1 Suelo arcilloso

Se refiere al tipo de suelo cohesivo con una resistencia compresiva igual o superior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa).

1.1.2 Suelo arenoso

Tipo de suelo que además de ser cohesivo, con una resistencia compresiva inferior a 1,5 toneladas por pie cuadrado (144kPa), en la construcción de los gasoductos se presentan paredes de las zanjas más inestables, lo cual generalmente conduce a una secuenciación en la construcción un poco diferente a través de las áreas impactadas. Normalmente en áreas arenosas el tubo es colocado en primer lugar, y la excavación y hundimiento se realiza después en estrecha proximidad a fin de no tener hundimientos en la excavación de la zanja.

1.1.3 Suelo rocoso

Tipo de suelo que presenta roca en camas sólidas o masas, en su formación original, encontrada en la excavación de zanjas para la tubería. Requiere extracción por medio de la utilización de cubos para roca, o perforación y voladura para su extracción. Una definición común es “aquello que no puede ser extraído con un D-8 equipado con un extractor, o excavado con una excavadora 330 equipada con un cubo para roca”. Normalmente en la excavación en roca la profundidad de la zanja es menor y a menudo proporciona un mínimo de 60 cm para cubrir la superficie del tubo.

1.2 Descripción de tipos de vegetación

1.2.1 Tundra

Es un bioma que se caracteriza por su subsuelo helado, falta de vegetación arbórea, o en todo caso de árboles naturales, lo que es debido a la poca heliofania y al estrés del frío glacial. Los suelos que están cubiertos de musgos y líquenes son pantanosos con turberas en muchos sitios.

1.2.2 Bosque Templado

Es un bioma de clima templado y lluvioso, con estación seca. Se trata de bosques dominados por angiospermas (bosques de hojas anchas), e incluye también los bosques mixtos, donde se mezclan angiospermas y gimnospermas, se caracteriza principalmente por poseer una vegetación con hojas caducas.

Por la cual 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

1.2.3 Selva Subtropical

El concepto de selva, jungla o bosque lluvioso, se aplica a los bosques tropicales y subtropicales, es decir, a las florestas densas con gran diversidad de especies arbóreas y, por lo general, dosel cerrado, denso sotobosque y diversos "pisos", "estratos" o "niveles" de vegetación: desde árboles que pueden superar los 20 metros en los pisos altos hasta los musgos y mohos al ras del suelo, al cual difícilmente llega la luz solar (por este motivo también abundan los hongos).

1.2.4 Desierto Árido

En geografía se define como desierto a la zona terrestre en la cual las precipitaciones casi nunca superan los 250 milímetros al año y el terreno es árido. El desierto puede ser considerado un ecosistema o un bioma.

1.2.5 Estepa Seca

La Estepa Seca es una expresión comúnmente utilizada para designar el clima de una región del planeta donde las lluvias anuales están entre los 200 y los 400 mm. Una cantidad de lluvia inferior a los 200 mm anuales caracteriza a los desiertos. La vegetación está normalmente compuesta de arbustos que pierden las hojas en los meses más secos, así como de pastajes que también se secan en los períodos de estiaje.

1.2.6 Sabana

La sabana es una llanura ubicada en climas tropicales en la cual la vegetación se encuentra formando un estrato herbáceo continuo por gramíneas perennes, salpicada por algún árbol, arbusto o matorral individual o en pequeños grupos de talla inferior a 10 m. Normalmente, las sabanas son zonas de transición entre bosques y estepas. Se extiende en zonas de clima cálido a templado. Combina características del bosque y del pastizal. En los suelos cubiertos por pastos altos crecen árboles en grupos aislados.

1.2.7 Selva Tropical

El bosque tropical lluvioso es propio de las zonas tropicales en las que no existe una verdadera estación seca, hay uno o más meses relativamente secos (con menos de 100 mm de lluvia) y solamente algunas áreas son húmedas durante todo el año.

1.2.8 Tundra alpina

La tundra alpina está situada en las montañas a través del mundo en alta altitud donde los árboles no pueden crecer. La estación de crecimiento y desarrollo dura aproximadamente 180 días. La temperatura de la noche es generalmente por debajo de bajo 0 °C. Se diferencia de la tundra andina, por sus suelos bien drenados. Las comunidades de plantas son similares a las árticas.

Por la cual 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

1.3 Técnicas de manejo de nivel freático

1.3.1 Métodos de Sumideros y Zanjas

Un procedimiento de desagüe elemental consiste en la instalación de las cunetas, desagües franceses, y sumideros dentro de una excavación, de las que el agua que entra en la excavación puede ser bombeada. A menudo, una bomba de zanja de 6" o una serie de bombas de zanja se utilizan para bombear agua temporalmente de una excavación o zanja de la tubería para permitir el embate que se realiza por debajo del suelo.

Este método de extracción de agua generalmente no debe ser considerado cuando el nivel del agua subterránea debe ser reducido a más de unos pocos pies, ya que la filtración en la excavación podría perjudicar la estabilidad de las pendientes de excavación y tener un efecto perjudicial sobre la integridad la cimentación de los suelos. Mantas de filtro o drenajes pueden ser incluidos en los sistemas de zanja y sumideros para superar desmoronamiento de menor importancia y facilitar la recolección de la filtración. Las desventajas de un sistema colector de desagüe son la lentitud en el drenaje de las pendientes, las condiciones potenciales de humedad durante la excavación y relleno, que pueden obstaculizar la construcción y afectan negativamente el suelo subrasante; el espacio requerido en el fondo de la excavación de los desagües, zanjas, colectores y bombas; y la frecuente falta de trabajadores expertos en la construcción u operación adecuada de sumideros.

1.3.2 Métodos de Sistemas de Aspiración

Los sistemas de aspiración Wellpoint son un método comúnmente utilizado de desagüe, ya que son aplicables a una amplia gama de excavaciones y a condiciones de aguas subterráneas.

Un sistema de aspiración convencional consta de una o varias series de puntas filtrantes (wellpoints) con tuberías verticales de 3,8 cm o 5 cm de diámetro, instaladas en una línea o anillo en espaciamientos entre aproximadamente 0,9 y 3 metros, con las verticales conectadas a un colector común y bombeado con una o más bombas de aspiración wellpoint. Los wellpoints son pequeñas cortinas hechas de latón o de malla de acero inoxidable, latón ranurado o tubería de plástico, o alambre envuelto en barras de forma trapezoidal para formar una cortina.

Por lo general oscilan en tamaño de 5 a 10 cm de diámetro y 0,6 a 1,5 metros de longitud y están construidas, ya sea con extremos cerrados o puntas de auto-inyección. Pueden o no estar rodeadas de un filtro según el tipo de suelo drenado. Las cortinas de aspiración y tuberías verticales pueden ser tan grandes como 15,25 cm y tan largas como 7,6 metros en ciertas situaciones.

Una bomba de aspiración utiliza un vacío combinado y una bomba centrífuga conectada a la cabecera para producir un vacío en el sistema y para bombear el agua que drena a los wellpoints. Una o más bombas de vacío complementarias se pueden añadir a las bombas principales donde una capacidad adicional de tratamiento de aire se requiere o es deseable. Generalmente, una etapa de

Por la cual 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

aspiración (wellpoints conectados a una cabecera en una elevación común) es capaz de bajar el nivel freático alrededor de 4,5 metros; bajar el agua subterránea más de 4,5 metros por lo general requiere una instalación de wellpoints en múltiples etapas.

Un sistema de aspiración es generalmente el método más práctico para el desagüe donde el sitio es accesible y donde la excavación y las capas acuíferas a ser drenadas no son demasiado profundas. Para las excavaciones de gran tamaño o profundidad, donde la profundidad de la excavación es más de 9 o 12 metros, o donde la presión artesiana en un acuífero profundo debe ser reducida, puede ser más práctico utilizar wellpoints del tipo eductor o pozos profundos (discutido más adelante) con turbina o bombas sumergibles, utilizando puntas filtrantes (wellpoints) como un método complementario de desagüe, si es necesario. Los wellpoints son más adecuados que los pozos profundos, donde la inmersión disponible para las cortinas es pequeña y se requiere espacio cerrado para interceptar las filtraciones.

1.3.3 Métodos de Ataguías

Un método común de la excavación por debajo del nivel freático en áreas confinadas es impulsar la madera o tablestacas de acero por debajo de la elevación subrasante, instalar refuerzos, excavar la tierra, y bombear las posibles filtraciones que entran en el área de las ataguías.

El desagüe de una excavación entoldada con sumideros y zanjas está sujeta a las mismas limitaciones y graves desventajas que las que se dan en excavaciones abiertas. Sin embargo, el peligro de empuje hidráulico en el fondo de una excavación en la arena podría ser reducido si la lámina puede ser conducida en un estrato impermeable subyacente, reduciendo así la filtración al fondo de la excavación.

Las excavaciones por debajo de la capa freática a veces pueden ser realizadas con éxito utilizando laminado y bombeo de sumidero. Sin embargo, el uso de lámina y arriostramiento deben ser diseñados para presiones hidrostáticas y soporte reducido de pie por las fuerzas de filtración hacia arriba. Cubrir el fondo de la excavación con una manta filtro de arena y gravilla invertida facilitará la construcción y el bombeo de las aguas de filtración.

1.4 Cruces Subfluviales

En ocasiones, en el trazado de un ducto es necesario atravesar diversas fuentes de agua como ríos y quebradas, o tierras pantanosas, que implican la utilización de técnicas de construcción especiales para realizar cruces subfluviales, los cuales abarcan cruces húmedos con zanjas, perforaciones horizontales dirigidas y cruces aéreos.

1.4.1 Cruce húmedo con zanja

Esta técnica se usa en humedales y pantanos, en los cuales las zanjas deben ser excavadas usando excavadoras de orugas que trabajan fuera de la orilla del pantano, utilizando caminos o revestimientos de madera o dispositivos similares. Los despojos excavados se almacenan en el lado no funcional del derecho de vía.

M

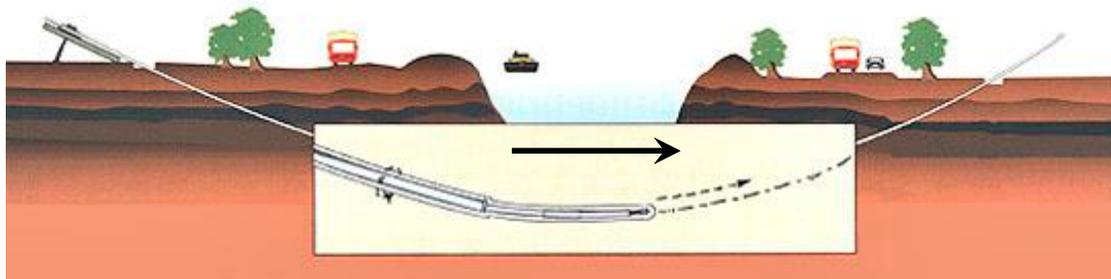
R

Por la cual 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

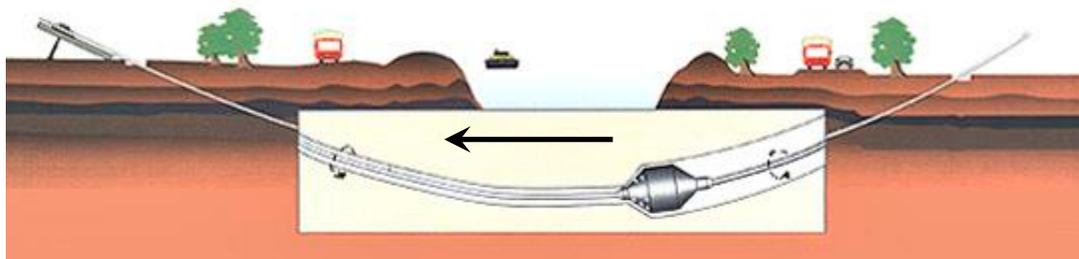
Los humedales inundados normalmente necesitan ser excavados mediante la utilización de excavadoras de oruga o dragas trabajando sobre barcasas o dispositivos similares, o utilizando excavadoras con equipo de pantano. Los despojos se apilan generalmente adyacentes a la zanja de la tubería y son mediante los mismos equipos depositados como material de relleno posteriormente.

1.4.2 Perforación Horizontal Dirigida

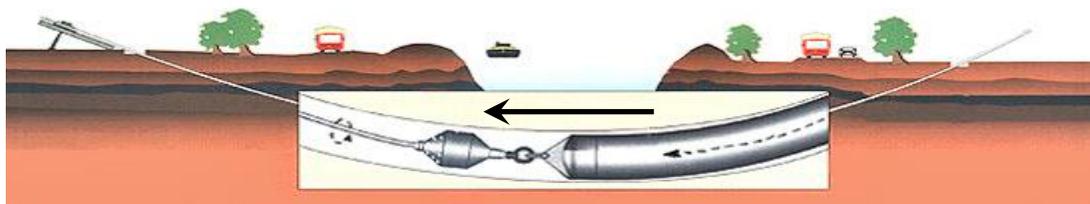
La instalación de una tubería a través de la perforación horizontal direccionada (HDD) es un proceso de dos etapas. La primera etapa consiste en perforar un orificio piloto de diámetro pequeño junto con una ruta de dirección diseñada. La segunda etapa implica la ampliación de este agujero piloto para obtener un diámetro que se acomode al de la tubería para luego meterla en un agujero agrandado. Los siguientes diagramas explican el proceso en general:
Perforación del paso del piloto a lo largo de la trayectoria planeada



Ampliación del paso del piloto a un diámetro mayor al de la tubería



Instalación de la tubería



Cruces aéreos

Esta técnica corresponde a la construcción de puentes o utilización de soportes sobre los cuáles se atraviesa la fuente hídrica.

Por la cual 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

Formato 1. Información para valorar gasoductos

El formato 1 incluye los campos declarar la información correspondiente a gasoductos, este formato también estará en formato Excel adjunto a la resolución.

Datos generales del gasoducto:

Nombre del gasoducto troncal asociado al reporte:	
Tipo de activo que se está reportando:	
Nombre del activo que se está reportando:	
Fecha Base:	
Valor total (en \$COP de la fecha base):	
Año de entrada en operación	

Caracterización del gasoducto:

Formato 1			
Columnas			
1	2	...	20

Donde:

Variables formato 1	
Columna	Variable
1	No. Segmento
2	Longitud segmento
3	Latitud (Decimal)
4	Longitud (Decimal)
5	Altura (metros sobre el nivel del mar)
6	Diámetro (pulgadas)
7	Tipo de suelo
8	Vegetación
9	Nivel freático
10	Clase de localidad
11	Cruces de cuerpos de agua
12	Cruces fallas geológicas (cruces sísmicos)
13	Terreno cultivado
14	Inclinación de terreno
15	Media ladera
16	Gasoducto construido a Doble junta
17	Área congestionada
18	No. de conexiones tapón doble más hot tap y bypass
19	No. de conexiones tapón doble más hot tap

M

R

Por la cual 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

20	No. de conexiones corte en caliente, hot tap
21	No. de conexiones corte en frío, cold tap

Este anexo debe incluir la siguiente declaración.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

Para incluir la información en la tabla se debe tener en cuenta:

Consideraciones para declarar la información para gasoductos

Caracterización	Descripción
Valor total	Declarar valor en pesos colombianos de la fecha base.
Longitud total	Declarar longitud en metros.
Diámetro	Declarar diámetro en pulgadas.
Año de entrada en operación	Declarar año.
Diagrama de flujo	Reportar el diagrama de flujo del gasoducto en donde sea visible su ubicación dentro del sistema de transporte.
Conexiones	Declarar qué tipo y cuántas conexiones serán necesarias: i) conexión en frío <i>cold cut</i> , ii) conexión con <i>hot tap</i> (roscado en caliente); iii) conexión con tapón doble más <i>hot tap</i> ; ó iv) conexión con tapón doble más <i>hot tap</i> y <i>bypass</i> .
Combustible	Declarar el costo del combustible requerido durante la construcción en USD por galón.
Tipo de suelo Arcilloso Rocoso Arenoso	Suelos típicos en el recorrido de un gasoducto. Declarar valores en metros. Se debe especificar el tipo de suelo kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Vegetación Tundra Bosque Templado Selva Subtropical Desierto Árido Estepa Seca Sabana Selva Tropical Tundra Alpina	Vegetación típica en el recorrido de un gasoducto. Declarar valores en metros. Se debe especificar el tipo vegetación kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Nivel freático Sumideros y zanjas Sistema de aspiración	Técnicas para el manejo de nivel freático durante la construcción. Declarar valores en metros. Se debe especificar la técnica

AN

2

Por la cual 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

Consideraciones para declarar la información para gasoductos

Caracterización	Descripción
Ataguías	predominante utilizada kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Clase de localidad	Definición de norma técnica ASME B31.8. Declarar valores en metros. Se debe indicar la cantidad de metros de gasoducto que se ubican en cada tipo de localización para cada kilómetro del recorrido del gasoducto.
Localidad Clase 1	
Localidad Clase 2	
Localidad Clase 3	
Localidad Clase 4	
Cruces de cuerpos de agua	Técnicas para el cruce de cuerpos de agua como ríos y pantanos durante la construcción del gasoducto. Declarar a) el tipo de cruce, b) el nombre del cruce asociado al nombre de la fuente de agua que cruza, c) la abscisa (en km) del recorrido del gasoducto en el que se presente el cruce, y d) la longitud del cruce en metros para cada tipo de cruce.
Zanja	
Perforación horizontal dirigida	
Aéreo	
Cruces sísmicos	Técnica para cruce de falla geológica durante la construcción. Declarar valor en metros y la cantidad de metros del gasoducto construidos con especificaciones de cruce sísmico. Estas especificaciones corresponden a una configuración de zanja trapezoidal y en soldadura para <i>X-70 pipe x .500 pipe</i> . Además, deberá indicarse la abscisa (en metros) del recorrido del gasoducto en que se presentan estos cruces.
Cruce de falla geológica	
Terreno cultivado	Terrenos en donde hay cultivos con técnicas de riego y tubos de drenaje. En estas zonas los gasoductos se instalan a una profundidad suficiente para dar cabida al drenaje. Declarar valor en metros. Se debe especificar la longitud en terreno cultivado kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Inclinación del terreno	Pendientes del terreno en el recorrido del gasoducto. Reportar la georreferenciación cada 100 metros recorridos en el trazado. Se debe presentar la latitud y longitud en coordenadas decimales (i.e. 49,500 - 123,500) y la altitud en metros sobre el nivel del mar.
Doble junta	Recorrido del gasoducto construido con la técnica de doble junta. La técnica consiste en soldar dos tramos de gasoductos (e.g. de 12 m cada uno) y llevar el tramo unido al sitio de instalación. Se debe especificar la longitud en la que se utilizó la técnica de juntas dobles kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.
Área congestionada	Recorrido del gasoducto que está instalado en localidad clase 4 y que cruza o cruzará una población de más de 50.001 habitantes para cada kilómetro del recorrido del gasoducto. Declarar la longitud en metros. Se debe especificar esta longitud kilómetro a kilómetro del recorrido del gasoducto.

Nota: La información de este formato se declarará en el formato Excel que se publique con la presente Resolución.

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 2. Información para valorar estaciones de compresión

Para cada una de las estaciones de compresión se deberá incluir la siguiente información:

Nombre del compresor:		
Capacidad total:		[MMPCD]
Potencia total:		[HP]
Presión mínima entrada:		[psig]
Presión máxima salida:		[psig]
Temperatura de succión:		[°F]
Temperatura de descarga:		[°F]
Fecha inicio del proyecto:		[DD-MM-AAAA]
Fecha Puesta en operación comercial:		[DD-MM-AAAA]
Valor insonorización:		COP
Valor total estación compresora:		COP
Incluye tea:		[Si, No]

Ubicación geográfica del compresor	
Latitud:	0,0000000000
Longitud:	0,0000000000
Altura:	0,00 [msnm]

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Breve descripción del alcance del sistema de control:

Breve descripción del alcance del sistema de monitoreo y protección del equipo:

Si se incluye tea haga la descripción aquí:

Descripción insonorización:

AM

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Caracterización compresor								
No. Unidad	Tecnología	Potencia	Presión mínima entrada	Presión máxima salida	Número de etapas	Tipo de combustible que usa el compresor para operar	Consumo a plena carga [BTU/hora]	Consumo a plena carga [kWh]
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

AM

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 3. Información para otros proyectos

Nombre:	<input type="text"/>
Tipo (a):	<input type="text"/>
Días de ejecución (c):	<input type="text"/>
Fecha de inicio:	<input type="text"/>
Fecha de finalización:	<input type="text"/>
Gasoducto troncal asociado:	<input type="text"/>
Tipo de activo asociado:	<input type="text"/>
Nombre del activo asociado:	<input type="text"/>
No. del segmento reportado al que se conecta:	<input type="text"/>

Ubicación geográfica del proyecto	
Latitud (d)	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Longitud (d):	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Altura:	<input type="text" value="0,00"/> [msnm]

Descripción del proyecto (b):
<input type="text"/>

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural



Flujo de construcción							
No.	Año	Inversión total (e)	Costo de equipos (f)	Costo obra civil y mecánica (g)	Costo de permisos temporales servidumbres (h)	Costo de inversión socio ambiental (i)	Total
1	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
2	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
3	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
4	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
5	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
6	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Total		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

- (a) Por ejemplo: obras tales como contraflujo, almacenamiento, otros incluidos los IPAT.
 (b) Breve descripción del alcance del proyecto y referencia a documentación complementaria.
 (c) Período de ejecución de la obra hasta su puesta en servicio.
 (d) Coordenadas decimales de ubicación del proyecto.
 (e) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación.
 (f) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
 (g) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
 (h) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
 (i) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 4. Información para proyectos que cumplen VUN

Para proyectos de activos distintos a Gasoductos y estaciones de compresión se deberá enviar la información en la solicitud definida en el siguiente formato:

Proyectos para activos que cumplen VUN y el transportador declara que siguen operando														
General						Punto geográfico donde se proyecta a hacer el proyecto.			Tipo de proyecto e información					
No.	Tipo proyecto	Año y mes de entrada en operación	Año y mes en el que la CREG por primera vez lo reconoció en los cargos tarifarios	Gasoducto troncal	Tramo al que se le aplica el proyecto	Latitud (Decimal)	Longitud (Decimal)	Altura (metros sobre el nivel del mar)	Descripción del proyecto	Justificación del proyecto.	Carpeta con la descripción del proyecto	Nombre del archivo .kmz con trazado y ubicación del proyecto	Nombre de la carpeta del archivo kmz asociada al gasoducto	Inf. complementaria
1														
2														
3														
4														
5														
...														
17														
18														
19														
...														


DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 3. Costos reales de gasoductos y estaciones de compresión correspondientes a las variables IAC_t , PNI_t e $IPAT_t$

Una vez concluida la construcción y puesta en operación comercial de los activos deberá entregarse a la Comisión la información de caracterización del formato 1 del Anexo 2 de la presente resolución para el caso de gasoductos y el archivo tipo kmz o kml, así como el formato 1 que se incluye a continuación:

Formato 1. Gasoductos

Datos generales	
Nombre del gasoducto:	<input type="text"/>
Capacidad máxima de mediano plazo:	<input type="text"/> [KPCD]
Días de ejecución del proyecto:	<input type="text"/>
Longitud de construcción por día:	<input type="text"/> [m/día]
Longitud total del gasoducto:	<input type="text"/> [m]
No. de conexiones tapón doble más hot tap y bypass:	<input type="text"/>
No. de conexiones tapón doble más hot tap:	<input type="text"/>
No. de conexiones corte en caliente, hot tap:	<input type="text"/>
No. de conexiones corte en frío, cold tap:	<input type="text"/>
Fecha inicio del proyecto:	<input type="text"/>
Fecha finalización del proyecto:	<input type="text"/>

Ubicación geográfica del proyecto	
Latitud:	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Longitud:	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Altura:	<input type="text" value="0,00"/> [msnm]

AN

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Flujo de construcción									
No.	Año	Metros construidos	Costo de construcción del gasoducto (a)	Costo de todos los materiales permanentes (b)	Costo de permisos temporales servidumbres (c)	Costo en inversión social (d)	Costo en inversión ambiental (e)	Costo en inversión de estación de transferencia entre transportadores (f)	Total
1	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
2	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
3	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
4	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
5	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
6	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Total		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto.

(b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de materiales, tales como la compra de la tubería.

(c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.

(d) Incluir todos los costos en los que se incurrieron por inversiones sociales derivadas exclusivamente de la construcción del gasoducto.

(e) Incluir todos los costos por inversiones ambientales derivadas exclusivamente de la construcción del gasoducto.

(f) Incluir todos los costos por inversiones en estación de transferencia en el caso de conectarse a otro sistema de transporte.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

JK

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 2. Estaciones de compresión

Nombre de la estación de compresión:

Capacidad de compresión: [KPCD]

Potencia total instalada: [HP]

Presión mínima entrada: [psig]

Presión máxima salida: [psig]

Días de ejecución del proyecto: [°F]

Fecha inicio del proyecto: [DD-MM-AAAA]

Fecha finalización del proyecto: [DD-MM-AAAA]

Ubicación geográfica del compresor

Latitud: 0,0000000000

Longitud: 0,0000000000

Altura: 0,00 [msnm]

Caracterización compresor

No. Unidad	Tecnología	Potencia	Presión mínima entrada	Presión máxima salida	Número de etapas	Tipo de combustible que usa el compresor para operar	Consumo a plena carga [BTU/hora]	Consumo a plena carga [kWh]	Inversión total (a)	Costo de equipos (b)	Costo obra civil y mecánica (c)	Costo de permisos temporales servidumbres (d)	Costo de inversión socio ambiental (e)
1													
2													

JN

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													

dtl

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Nombre de la estación de compresión:

Capacidad de compresión: [KPCD]

Potencia total instalada: [HP]

Presión mínima entrada: [psig]

Presión máxima salida: [psig]

Días de ejecución del proyecto: [°F]

Fecha inicio del proyecto: [DD-MM-AAAA]

Fecha finalización del proyecto: [DD-MM-AAAA]

Ubicación geográfica del compresor

Latitud: 0,0000000000

Longitud: 0,0000000000

Altura: 0,00 [msnm]

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Caracterización compresor													
No. Unidad	Tecnología	Potencia	Presión mínima entrada	Presión máxima salida	Número de etapas	Tipo de combustible que usa el compresor para operar	Consumo a plena carga [BTU/hora]	Consumo a plena carga [kWh]	Inversión total (a)	Costo de equipos (b)	Costo obra civil y mecánica (c)	Costo de permisos temporales servidumbres (d)	Costo de inversión socio ambiental (e)
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

- (a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión.
- (b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
- (c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
- (d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
- (e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 3. Otros proyectos

Nombre:		
Tipo (a):		
Días de ejecución (c):		
Fecha de inicio:		
Fecha de finalización:		
Gasoducto troncal asociado:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>
Tipo de activo asociado:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>
Nombre del activo asociado:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>
No. del segmento reportado al que se conecta:		<i>Se debe tomar del formato 1 del anexo 2</i>

Ubicación geográfica del proyecto	
Latitud (d):	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Longitud (d):	<input type="text" value="0,0000000000"/>
Altura:	<input type="text" value="0,00"/> [msnm]

Descripción del proyecto (b):

HN

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

--

Flujo de construcción							
No.	Año	Inversión total (e)	Costo de equipos (f)	Costo obra civil y mecánica (g)	Costo de permisos temporales servidumbres (h)	Costo de inversión socio ambiental (i)	Total
1	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
2	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
3	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
4	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
5	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
6	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Total		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

- (a) (Por ejemplo: obras tales contraflujo, almacenamiento, otros incluidos los IPAT)
- (b) Breve descripción del alcance del proyecto y referencia a documentación complementaria
- (c) Período de ejecución de la obra hasta su puesta en servicio
- (d) Coordenadas decimales de ubicación del proyecto
- (e) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación.
- (f) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
- (g) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
- (h) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
- (i) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.
- Nota: Los costos de deber declarar en pesos colombianos de la fecha base.

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación de compresión y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 4. Gastos de administración y mantenimiento

La información utilizada para obtener el valor de AOM gastado, AOMg, será tomada por el transportador de los siguientes rubros. A continuación, se presenta el número y el nombre de cada una de las erogaciones a considerar para establecer el AOM gastado. Esta información será declarada por el transportador en el Formato 1 para cada año i del período tarifario t-1 y para cada tramo o grupo de gasoductos.

Formato 1. Gastos de administración operación y mantenimiento, AOMg, por tramo regulatorio

Tramo:

Año:

Fecha base:

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtot al proceso estratégico y de soporte	Tot al tramo	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
0	5	GASTOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
0	51	DE ADMINISTRACIÓN	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	5101	<i>SUELDOS Y SALARIOS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	510101	Sueldos					\$0						\$0		\$0													\$0	\$0		
1	510102	Jornales					\$0						\$0		\$0													\$0	\$0		
1	510103	Horas extras y festivos					\$0						\$0		\$0													\$0	\$0		
1	510108	Sueldo por comisiones al exterior					\$0						\$0		\$0													\$0	\$0		

AL

2

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 150/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tramado	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1*	510119	Bonificaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510123	Auxilio de transporte						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510145	Salario integral						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510159	Subsidio de vivienda						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510160	Subsidio de alimentación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510190	Otros sueldos y salarios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	5107	<i>PRESTACIONES SOCIALES</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
1	510701	Vacaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510702	Cesantías						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510703	Intereses a las cesantías						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510704	Prima de vacaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510705	Prima de navidad						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510706	Prima de servicios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510790	Otras primas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510795	Otras prestaciones sociales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	5108	<i>GASTOS DE PERSONAL DIVERSOS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
1	510801	Remuneración por servicios técnicos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510802	Honorarios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 151/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1	510803	Capacitación, bienestar social y estímulos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510804	Dotación y suministro a trabajadores						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510805	Gastos deportivos y de recreación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510806	Contratos de personal temporal						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510807	Gastos de viaje						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510808	Remuneración electoral						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510809	Gastos de representación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510810	Viáticos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510811	Ajuste beneficios posempleo						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510812	Ajuste beneficios a los empleados a largo plazo						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510890	Otros gastos de personal diversos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	5102	<i>CONTRIBUCIONES IMPUTADAS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	510201	Incapacidades						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510202	Subsidio familiar						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510203	Indemnizaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510204	Gastos médicos y drogas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510205	Auxilio y servicios funerarios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510206	Pensiones de jubilación patronales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 152/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tra mo	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
0	510207	Cuotas partes de pensiones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510208	Indemnizaciones sustitutivas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510209	actuales Amortización cálculo actuarial pensiones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510210	pensiones Amortización cálculo actuarial de futuras						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510211	partes de pensiones Amort. cálculo actuarial de futuras cuotas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510212	de bono pensional Amort. Liquid. provisional de cuotas partes						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	510213	emitidos Cuotas partes de bonos pensionales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510215	Subsidio por dependiente						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510290	Otras contribuciones imputadas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	5103	<i>CONTRIBUCIONES EFECTIVAS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1*	510301	Seguros de vida						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510302	Aportes a cajas de compensación familiar						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510303	Cotizaciones a seguridad social en salud						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510304	Aportes sindicales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510305	Cotizaciones a riesgos laborales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510306	de prima media Cotizaciones a entid. administ. del régimen						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	510307	de ahorro individual Cotizaciones a entid. administ. del régimen						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	510308	Medicina prepagada						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 153/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal al proceso estratégico y de soporte	Total al tramo	Otras actividades																				
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28			
1*	510390	Otras contribuciones efectivas												\$0	\$0																				
0	5104	<i>APORTES SOBRE LA NOMINA</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	510401	Aportes al ICBF												\$0	\$0																				
1	510402	Aportes al SENA												\$0	\$0																				
1	510403	Aportes ESAP												\$0	\$0																				
1	510404	Aportes a escuelas industriales e institutos técnicos												\$0	\$0																				
1	510490	Otros aportes sobre la nómina												\$0	\$0																				
0	5111	<i>GENERALES</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	511101	Moldes y troqueles												\$0	\$0																				
0	511102	Material quirúrgico												\$0	\$0																				
0	511103	Elementos de lencería y ropería												\$0	\$0																				
0	511104	Loza y cristalería												\$0	\$0																				
1	511105	Gastos de organización y puesta en marcha												\$0	\$0																				
1	511106	Estudios y proyectos												\$0	\$0																				
0	511107	Gastos de exploración												\$0	\$0																				
1	511109	Gastos de desarrollo												\$0	\$0																				
0	511110	Gastos de asociación												\$0	\$0																				
1	511111	Comisiones, honorarios y servicios												\$0	\$0																				

Handwritten mark

Handwritten mark

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 154/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																				
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28			
0	511112	Obras y mejoras en propiedad ajena											\$0	\$0																					
1	511113	Vigilancia y seguridad											\$0	\$0																					
1	511114	Materiales y suministros											\$0	\$0																					
1	511115	Mantenimiento											\$0	\$0																					
1	511116	Reparaciones											\$0	\$0																					
1	511117	Servicios públicos											\$0	\$0																					
1	511118	Arrendamiento operativo											\$0	\$0																					
1	511119	Viáticos y gastos de viaje											\$0	\$0																					
1	511120	Publicidad y propaganda											\$0	\$0																					
1	511121	Impresos, publicaciones, suscripciones y afiliaciones											\$0	\$0																					
1	511122	Fotocopias											\$0	\$0																					
1	511123	Comunicaciones y transporte											\$0	\$0																					
1	511125	Seguros generales											\$0	\$0																					
0	511126	Imprevistos											\$0	\$0																					
1	511127	Promoción y divulgación											\$0	\$0																					
0	511132	Diseños y estudios											\$0	\$0																					
1	511133	Seguridad industrial											\$0	\$0																					
1	511136	Implementos deportivos											\$0	\$0																					

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 155/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
0	511137	Eventos culturales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511139	Participaciones y compensaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511140	Contratos de administración						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	511141	Sostenimiento de semovientes						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	511142	Gastos de operación aduanera						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511146	Combustibles y lubricantes						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	511147	Servicios portuarios y aeroportuarios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511149	Servicios de aseo, cafetería, restaurante y lavandería						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511150	Procesamiento de información						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511151	Gastos por control de calidad						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	511154	Organización de eventos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511155	Elementos de aseo, lavandería y cafetería						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511156	Bodegaje						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511157	Concursos y licitaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511158	Videos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511159	Licencias y salvoconductos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	511161	Relaciones publicas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	511162	Equipo de seguridad industrial						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

AM

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 156/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1	511163	Contratos de aprendizaje						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	511190	Otros gastos generales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	5120	<i>IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
1	512001	Impuesto predial unificado						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512002	Cuota de fiscalización y auditaje						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512006	Valorización						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	512007	Multas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	512008	Sanciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512009	Impuesto de industria y comercio						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512010	Tasas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512011	Impuesto sobre vehículos automotores						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512012	Impuesto de registro						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	512013	Regalías y compensaciones monetarias						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	512017	Intereses de mora						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512018	Impuesto a las ventas, IVA no descontable						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	512019	Registro y salvoconducto						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512021	Impuesto para preservar la seguridad democrática						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	512022	Peajes						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 157/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tramo	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1	512023	Impuesto al patrimonio						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
1	512024	Gravamen a los movimientos financieros						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
1	512025	Impuesto de timbre						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
1	512026	Contribuciones						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
1	512027	Licencias						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
0	512028	Impuestos sobre aduana y recargos						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
0	512029	Impuestos, contribuciones y tasas en el exterior						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
1	512032	Impuesto a la riqueza						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
0	512033	Impto comp. de normalización tributaria al impto a la riqueza						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
0	512034	Notariales						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
1	512036	Impuesto sobre el servicio de alumbrado público						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
1	512037	Impuestos territoriales - estampilla																													
1	512038	Sobretasa bomberil																													
1	512090	Otros impuestos						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
0	53	DETERIORO, DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES Y PROVISIONES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
0	5301	<i>DETERIORO</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
0	530101	Deterioro de activos fijos						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0
0	530190	Otros deterioros						\$0						\$0		\$0														\$0	\$0

AN

R

RESOLUCIÓN No. 175 DE 08 OCT. 2021 HOJA No. 158/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tra mo	Otras actividades																						
			C 1	C 2	C 3	C 4	C 5	C 6	C 7	C 8	C 9	C 1 0			C 1 1	C 1 2	C 1 3	C 1 4	C 1 5	C 1 6	C 1 7	C 1 8	C 1 9	C 2 0	C 2 1	C 2 2	C 2 3	C 2 4	C 2 5	C 2 6	C 2 7	C 2 8					
0	5302	PROVISIONES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
0	530201	Provisión para deudores						\$0							\$0																				\$0	\$0	
0	530290	Otras provisiones						\$0							\$0																				\$0	\$0	
0	5303	DEPRECIACIONES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	530301	Depreciación de plantas, ductos y túneles						\$0							\$0																				\$0	\$0	
0	530390	Otras depreciaciones						\$0							\$0																				\$0	\$0	
0	5304	AMORTIZACIONES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	530401	Licencias						\$0							\$0																				\$0	\$0	
1	530402	Software						\$0							\$0																				\$0	\$0	
1		Arriendos						\$0							\$0																				\$0	\$0	
0	530490	Otras amortizaciones						\$0							\$0																					\$0	\$0
0	58	OTROS GASTOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	5821	IMPUESTO A LAS GANANCIAS - CORRIENTE	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	582101	Impuesto sobre la renta y complementarios						\$0							\$0																					\$0	\$0
0	582190	Otros gastos diversos						\$0							\$0																					\$0	\$0
0	7	COSTOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	75	SERVICIOS PUBLICOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
0	7505	SERVICIOS PERSONALES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 159/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades															
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26
1	750501	Sueldos de personal					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750502	Jornales					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750503	Horas extras y festivos					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750504	Incapacidades					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750505	Costos de representación					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750506	Remuneración servicios técnicos					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750507	Personal supernumerario					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750508	Sueldos por comisiones al exterior					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750510	Primas técnicas					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750511	Prima de dirección					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750512	Prima especial de servicios					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750513	Prima de vacaciones					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750514	Prima de navidad					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750515	Primas extra legales					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750516	Primas extraordinarias					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750517	Otras primas					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750518	Vacaciones					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750519	Bonificación especial de recreación					\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

AM

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 160/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tramo	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1*	750520	Bonificaciones					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1*	750521	Subsidio familiar					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750522	Subsidio de alimentación					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750523	Auxilio de transporte					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750524	Cesantías					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750525	Intereses a las cesantías					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750529	Indemnizaciones					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750530	Capacitación, bienestar social y estímulos					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750531	Dotación y suministro a trabajadores					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1*	750533	Costos deportivos y de recreación					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750535	Aportes a cajas de compensación familiar					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750536	Aportes al ICBF					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750537	Aportes a seguridad social					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750538	Aportes al SENA					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1	750539	Aportes sindicales					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1*	750540	Otros aportes					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1*	750541	Costos médicos y drogas					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0
1*	750543	Otros auxilios					\$0						\$0		\$0															\$0	\$0

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 161/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1	750544	Riesgos profesionales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750545	Salario integral						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750546	Contratos personal temporal						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750547	Viáticos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750548	Gastos de viaje						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750549	Comisiones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750552	Prima de servicios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	750562	Amortización del cálculo actuarial de futuras pensiones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750567	Cotizaciones a ent. administ. del régimen de prima media						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750568	Cotización a soc. administ. del régimen de ahorro individual						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	750569	Indemnizaciones sustitutivas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750570	Auxilios y servicios funerarios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750571	Prima de costos de vida						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750572	Bonificación por servicios prestados						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750573	Estímulo a la eficiencia						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750574	Prima de actividad						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750575	Prima de coordinación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750576	Subsidio de vivienda						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

JM

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 162/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1*	750577	Prima especial de quinquenio						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750578	Subsidio de carestía						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750579	Aporte fondos mutuos de inversión						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750580	Medicina prepagada						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750581	Aportes a la ESAP						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	750582	Aportes a escuelas industriales e institutos técnicos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1*	750590	Otros servicios personales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	7510	GENERALES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	751001	Moldes y troqueles						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	751003	Material quirúrgico						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	751004	Loza y cristalería						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	751006	Estudios y proyectos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	751013	Suscripciones y afiliaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	751015	Obras y mejoras en propiedad ajena						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	751019	Viáticos y gastos de viaje						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	751023	Publicidad y propaganda						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	751024	Impresos y publicaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	751025	Fotocopias, útiles de escritorio y papelería						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 163/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1	751026	Comunicaciones											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751027	Promoción y divulgación											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751028	Tasas											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751036	Seguridad industrial											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751037	Transporte, fletes y acarreo											\$0	\$0																\$0	\$0
0	751038	Imprevistos											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751039	Implementos deportivos											\$0	\$0																\$0	\$0
0	751040	Eventos culturales											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751041	Contratos de administración											\$0	\$0																\$0	\$0
0	751042	Sostenimiento de semovientes											\$0	\$0																\$0	\$0
0	751043	Gastos de operación aduanera											\$0	\$0																\$0	\$0
0	751044	Servicios portuarios y aeroportuarios											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751045	Costos por control de calidad											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751046	Elementos de aseo, lavandería, y cafetería											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751047	Videos											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751048	Licencias y salvoconductos											\$0	\$0																\$0	\$0
0	751049	Relaciones públicas											\$0	\$0																\$0	\$0
1	751050	Contratos de aprendizaje											\$0	\$0																\$0	\$0

R

M

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 164/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tramo	Otras actividades																		
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28	
0	751090	Otros costos generales						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	7515	DEPRECIACIONES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
0	751501	Depreciación de plantas, ductos y túneles						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751590	Otras depreciaciones						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	7517	ARRENDAMIENTOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	751701	Otros terrenos						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751702	Construcciones y edificaciones						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751703	Maquinaria y equipo						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751704	Equipo de oficina						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751705	Equipo de computación y comunicación						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751706	Equipo científico						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751707	Flota y equipo de transporte						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	751790	Otros						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	7520	AMORTIZACIONES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	752006	Amortización Intangibles						\$0						\$0		\$0														\$0			
1		Arriendos						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	752090	Otras amortizaciones						\$0						\$0		\$0														\$0			
0	7525	AGOTAMIENTO	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	

AM

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 165/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal al proceso estratégico y de soporte	Total tramado	Otras actividades															
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26
0	752501	Agotamientos de recursos no renovables en explotación						\$0						\$0	\$0															
0	752590	Otros agotamientos						\$0						\$0	\$0															
0	7530	<i>COSTO DE BIENES Y SERVICIOS PÚBLICOS PARA LA VENTA</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
0	753004	Costo por conexión						\$0						\$0	\$0															
0	753090	Otros costos de bienes y servicios públicos para la venta						\$0						\$0	\$0															
0	7535	<i>LICENCIAS, CONTRIBUCIONES Y REGALÍAS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	753504	Departamento administrativo del medio ambiente DAMA						\$0						\$0	\$0															
0	753505	Ley 56 de 1981						\$0						\$0	\$0															
0	753506	Medio ambiente, ley 99 de 1993						\$0						\$0	\$0															
1	753507	Regalías						\$0						\$0	\$0															
0	753508	Licencia de operación del servicio						\$0						\$0	\$0															
0	753509	Fazni						\$0						\$0	\$0															
0	753510	Faer						\$0						\$0	\$0															
0	753511	Cuota de fomento de gas						\$0						\$0	\$0															
0	753512	Ministerio de comunicaciones y/o fondo de comunicaciones						\$0						\$0	\$0															
1	753513	Comité de estratificación, ley 505 de 1999						\$0						\$0	\$0															
0	753590	Otras contribuciones						\$0						\$0	\$0															
0	7537	<i>CONSUMO DE INSUMOS DIRECTOS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	

AM

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 166/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal al proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
0	753701	Productos químicos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	753702	Gas combustible						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	753703	Carbón mineral						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	753704	Energía						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	753705	ACPM, fuel oil						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	753790	Otros elementos de consumo de insumos directos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	7540	ORDENES Y CONTRATOS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIONES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
1	754001	Mantenimiento de construcciones y edificaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754002	Mantenimiento maquinaria y equipo						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754003	Mantenimiento de equipo de oficina						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754004	Mantenimiento de equipo computación y comunicación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754005	Mantenimiento equipo de transporte, tracción y elevación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754006	Mantenimiento terrenos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754007	Mantenimiento líneas, redes y ductos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754008	Mantenimiento de plantas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754009	Reparaciones de construcciones y edificaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754010	Reparaciones de maquinaria y equipo						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754011	Reparaciones de equipo de oficina						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

AM

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 167/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tramado	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
0	754012	Reparaciones de equipo de computación y comunicación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754013	Reparaciones de equipo de transporte, tracción y elevación						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754014	Reparación de líneas, redes, y ductos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754015	Reparación de Plantas						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754090	Otros contratos de mantenimiento y reparaciones						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	7542	HONORARIOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	754204	Avalúos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754207	Asesoría técnica						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	754208	Diseños y estudios						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754290	Otros						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	7545	SERVICIOS PÚBLICOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	754501	Energía eléctrica						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754502	Gas combustible						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	754590	Otros servicios públicos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	7550	MATERIALES Y OTROS COSTOS DE OPERACIÓN	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	755001	Repuestos para vehículos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	755002	Llantas y neumáticos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	755003	Rodamientos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 168/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																	
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28
1	755004	Combustibles y lubricantes						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
1	755005	Materiales para construcción						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
1	755006	Materiales para laboratorio						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
1	755007	Materiales eléctricos						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755008	Elementos y accesorios de gas combustible						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755009	Elementos y accesorios de telecomunicaciones						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755010	Elementos y accesorios de acueducto						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755011	Elementos y accesorios de alcantarillado						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755012	Elementos y accesorios de aseo						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755013	Otros elementos y materiales						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755014	Otros repuestos						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
1	755015	Costos de gestión ambiental						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	755090	Otros costos						\$0						\$0	\$0																\$0	\$0
0	7560	SEGUROS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	756001	De manejo						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0	
1	756002	De cumplimiento						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0	
1	756003	De corriente débil						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0	
1	756004	De vida colectiva						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0	

M

2

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 169/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal al proceso estratégico y de soporte	Total tramado	Otras actividades																
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27
1	756005	De incendio						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756006	De terremoto						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756007	De sustracción y hurto						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756008	De flota y equipo de transporte						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756009	De responsabilidad civil y extracontractual						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756010	De rotura de maquinaria						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756011	De equipo fluvial y marítimo						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756012	De terrorismo						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756090	Otros seguros						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	7565	<i>IMPUESTOS Y TASAS</i>	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	756502	De timbre						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756503	Predial						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756504	De valorización						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
1	756505	De vehículos						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	756506	Registro						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	756507	Tasa por utilización de recursos naturales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	756508	Tasa por contaminación de recursos naturales						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0
0	756510	Peajes de carreteras						\$0						\$0	\$0															\$0	\$0

AN

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 170/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

R	Código concepto	Concepto	Proceso operativo					Proceso comercial					Subtotal proceso estratégico y de soporte	Total tram	Otras actividades																		
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10			C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28	
0	756590	Otros impuestos						\$0						\$0	\$0																		
0	7570	ORDENES Y CONTRATOS POR OTROS SERVICIOS	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
1	757001	Aseo						\$0						\$0	\$0																		
1	757002	Vigilancia						\$0						\$0	\$0																		
0	757003	Casino y cafetería						\$0						\$0	\$0																		
0	757004	Toma de lectura						\$0						\$0	\$0																		
0	757005	Entrega de facturas						\$0						\$0	\$0																		
0	757006	Venta de derechos por comisión						\$0						\$0	\$0																		
1	757007	Administración de infraestructura informática						\$0						\$0	\$0																		
1	757008	Suministro y servicios informáticos						\$0						\$0	\$0																		
0	757009	Servicio de instalación y desinstalación						\$0						\$0	\$0																		
0	757090	Otros contratos						\$0						\$0	\$0																		

A continuación se describen las variables C1- C28 de la tabla anterior

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C1	Proceso operativo	55155	Coordinación transporte	

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 171/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C2		55157	Operación sistema	
C3		55159	Mantenimiento	
C4		55160	Manejo de recursos naturales y del ambiente	
C5		55161	Control de calidad del servicio	
C6	Subtotal proceso operativo			
C7	Proceso comercial	55175	Mercadeo	
C8		55178	Gestión de gas	
C9		55179	Atención a clientes	
C10		55181	Facturación y recaudo	

M

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 172/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C11		55183	Control comercial	
C12	Subtotal proceso comercial			
C13	Subtotal proceso estratégico y de soporte			
C14	Total tramo			
C15	Otras actividades	1	Gastos por concepto de compresión asociada al sistema de transporte	1.Por concepto de compresión asociada al sistema de transporte: Son todas las erogaciones necesarias para la operación de las estaciones de compresión en el SNT, excepto energético necesario para poner en funcionamiento las estaciones de compresión (energía eléctrica y gas natural).
C16		2	Gastos por concepto de corridas con raspador inteligente	2.Por concepto de corridas con raspador inteligente: Erogaciones necesarias para las actividades de coordinación logística, alquiler de raspadores inteligentes, software de análisis de información. entre otros propios de esta actividad.

dn

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 173/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C17		3	Gastos asociados al lleno de línea	3.Asociados al lleno de línea: Erogaciones asociadas a compras de gas natural para completar el lleno de línea:
C18		4	Gastos asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio	4.Asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio: Son todas las erogaciones correspondientes a actividades distintas al transporte de gas del tramo, incluye los gastos asociados a la remuneración de la inversión de activos de terceros.
C19		5	Gastos asociados a activos de conexión al SNT	5.Asociados a activos de conexión al SNT: Son las erogaciones atribuidas a los activos de conexión de otro agente o activos de conexión de usuarios siempre y cuando estos activos no estén en la base de inversión, y los agentes y/o usuarios no estén pagando gastos de AOM al transportador.
C20		6	Gastos asociados con la reposición de activos del tramo	6.Asociados a la reposición de activos: Erogaciones asociadas a refuerzos estructurales, variantes, geotecnia, y demás asociados al tramo sujeto a reposición.

R

RESOLUCIÓN No. **175** DE **08 OCT. 2021** HOJA No. 174/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C21		7	Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura	7. Asociados con los costos de la inversión en infraestructura: Tales como arrendamiento de infraestructura de transporte de gas, entre otras, y en general todo lo relacionado con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de transporte de gas natural.
C22		8	Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida	8. Asociados a puntos de entrada y salida: Son las erogaciones asociadas a los Hot tap, accesorios de derivación, válvulas, actuadores, cajas en los puntos de entrada y salida del SNT.
C23		9	Gastos de AOM asociados a proyectos de IPAT	9. AOM asociado a proyectos de IPAT: Erogaciones asociadas a los proyectos de loops, estaciones de compresión, y equipos de reversión de flujos, para proyectos definidos como IPAT en los planes de abastecimiento de gas natural.
C24		10	Gastos asociados al combustible utilizado para impulsar las estaciones	10 Erogaciones asociadas al combustible / energía utilizados para impulsar las estaciones.

AM

R

RESOLUCIÓN No. 175 DE 08 OCT. 2021 HOJA No. 175/202

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Concepto	proceso	código	ítem	observación
C25		11	Gastos asociados con otras actividades y otros agentes de la cadena de prestación del servicio	11.Asociados a otras actividades no relacionadas anteriormente: Demás erogaciones asociadas a otras actividades que no estén descritas anteriormente.
C26	Total gastos AOM otras actividades			
C27	Total gasto AOM transporte gas natural			
C28	Observaciones			

Nota: La asignación de la columna reconocido corresponde a:

1 Rubros reconocidos

0 Rubros no reconocidos

1* Estas erogaciones son una lista indicativa que podrán ser consideradas en la remuneración siempre y cuando correspondan a convenciones colectivas suscritas previo a la expedición de la presente Resolución y sean revisadas por el

JA

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Auditor que designe la Comisión, el agente deberá entregar los soportes y las explicaciones requeridas, adicional a ello deberá expedirse certificación firmada por el representante legal, contador público y revisor fiscal para cada vigencia donde conste el valor de cada una de las partidas solicitadas.

El presente formato será incluido en el archivo Excel adjunto a la Resolución.

Representante Legal

C.C

Contador

C.C

T.P

Revisor Fiscal

C.C

T.P

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 2. Reporte de Predios

Los terrenos, construcciones y edificaciones serán excluidos de la inversión base, y se remunerarán como otros gastos AOM, los cuales se calcularán a partir de la información catastral de predios propios del servicio, la cual deberá consignarse en la siguiente tabla:

Año	Municipio	Código Divipola	Tramo	Cédula Catastral	Área del terreno (M ²)	Valor catastral	%T	%OA	%Total

1. Año: Corresponde al año del valor catastral del terreno y/o inmuebles a la fecha base.
2. Municipio: Área geográfica donde se encuentra ubicado el inmueble.
3. Código Divipola: Nomenclatura estandarizada, diseñada por el DANE para la identificación de Entidades Territoriales (departamentos, distritos y municipios), Áreas No Municipalizadas y Centros Poblados, mediante la asignación de un código numérico único a cada una de estas unidades territoriales.
4. Tramo: Corresponde al gasoducto o grupo de gasoductos definido por la regulación al que está asignado el predio
5. Cédula catastral: Conjunto de números o caracteres que identifican a cada inmueble incorporado en el censo predial y que a su vez lo georreferencia.
6. Área del terreno: Corresponde al número de metros cuadrados del predio.
7. Valor Catastral: Es el valor asignado a cada uno de los bienes inmuebles ubicado en el territorio del estado de acuerdo con los procedimientos a que se refiere la ley.
8. %D: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de distribución de GLP.
9. %C: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de comercialización minorista de GLP.
10. %T: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de transporte.
11. %ON: Porcentaje de participación del predio, asignado al desarrollo de la actividad de otros negocios u actividades diferentes de las anteriores.

El presente formato se diligencia en (Ciudad), a los XX días del mes de XXXX de 20XX.

Representante

Legal

C.C

Contador Público

C.C

T.P

Revisor Fiscal

C.C

T.P

AM

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 3. Reporte De Otros Activos Menores

Descripción	Año	Tramo	Activos asociados al transporte	Activos asociados a otras actividades	Total activos
Equipo de construcción					
Maquinaria industrial					
Herramientas y accesorios					
Equipo de centros de control					
Equipo de laboratorio					
Muebles y enseres					
Equipo y máquina de oficina					
Equipo de comunicación					
Equipo de computación					
Líneas telefónicas					
Satélites y antenas					
Equipo de transporte Terrestre					
Equipo de transporte Marítimo y fluvial					
Equipo de tracción					
Equipo de elevación					
Intangibles Licencias					
Intangibles Software					

1. Descripción: Agrupa los bienes tangibles e intangibles utilizados para la prestación del servicio o uso de la empresa que no están disponibles para la venta que no son remunerados como inversión
2. Tramo: Corresponde al gasoducto o grupo de gasoductos definido por la regulación al que está asignado el activo.
3. Activos asociados al transporte: Valor del activo cuyo uso es directamente atribuido a la actividad de transporte.
4. Activos asociados a otras actividades: Valor de los activos usados o atribuidos a la actividad de distribución y/o a otras actividades identificadas en el anexo de AOM

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

5. Total activos: Es la suma del valor del activo atribuido a transporte y otras actividades y debe corresponder al valor total del activo a la fecha de corte

El presente formato se diligencia en (Ciudad), a los XX días del mes de XXXX de 20XX.

**Representante
Legal**

C.C

Contador Público

C.C
T.P

Revisor Fiscal

C.C
T.P



DIEGO MESA PUYO

Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 5. Metodología para la estimación de la capacidad máxima de mediano plazo

Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT o de un SRT se aplicarán las siguientes reglas:

1. Parámetros técnicos del fluido y del gasoducto. Los parámetros del fluido y del gasoducto utilizados para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo deben corresponder a los parámetros validados mediante simulaciones operacionales del transportador, teniendo en cuenta información histórica.

2. Presiones en puntos de entrada de campos de producción. Se utilizará como presión en puntos de entrada de campos de producción 1200 psig.

3. Máxima presión de operación permisible. Las presiones que se simulen no deberán exceder las máximas presiones de operación permisibles establecidas por la norma NTC-3838 o aquellas normas que la modifiquen, aclaren o sustituyan.

4. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT, se simulará la red integrada por la totalidad de los gasoductos del STT, empleando modelos de simulación en estado transitorio y siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

4.1. Para cada punto de salida de un STT se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección.

4.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún punto de salida la presión sea inferior a la mínima pactada contractualmente o inferior a 250 psig si el transportador no tiene contratos firmes para ese punto, o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada. En los puntos de salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

4.3. Para aquellos STT que se deriven de un sistema de transporte de otro transportador, se utilizarán las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el punto de transferencia correspondiente.

4.4. Para aquellos STT que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

5. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT, se efectuarán simulaciones independientes a las del STT del cual se deriven, empleando modelos de simulación en estado transitorio y siguiendo el procedimiento que se establece a continuación:

AM

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

5.1. Para cada punto de salida de un SRT se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección.

5.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún punto de salida la presión sea inferior a la mínima pactada contractualmente o inferior a 60 psig si el transportador no tiene contratos firmes para ese punto, o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada. En los puntos de salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

5.3. Para aquellos SRT que se deriven de un sistema de transporte de otro transportador, se utilizará el mayor valor entre la presión pactada contractualmente en el punto de transferencia de custodia y la mínima presión observada en el mismo punto durante los tres años anteriores al año del cálculo. En caso de no existir presión pactada contractualmente, se tomará la presión promedio obtenida por el transportador que entrega en el punto de transferencia correspondiente. En los demás casos se utilizará una presión de entrada de 250 psig.

5.4. Para aquellos SRT que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

5.5. Si dentro de un sistema de transporte la capacidad máxima de mediano plazo, calculada para cualquier gasoducto, es inferior a la suma de las capacidades máximas de mediano plazo de los gasoductos que se desprenden de él, los valores de capacidades calculados para estos últimos se disminuirán en forma proporcional, hasta lograr que su capacidad acumulada no exceda la del gasoducto del cual se desprenden.

6. Envío de Información. El transportador deberá enviar a la CREG las memorias del cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo para cada gasoducto o grupo de gasoductos. Estas memorias deben incluir todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, así como las capacidades, presiones y extracciones en cada tramo y en cada punto de salida a lo largo del gasoducto. En el caso de que se disponga del archivo de simulación en el software Pipeline Studio se debe adjuntar a la información.

Los cálculos anteriores deberán realizarse para cada dirección del flujo de gas, en el caso de que exista la posibilidad de contraflujo.

Como parte de las memorias de cálculo el transportador deberá reportar la siguiente información:

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 1. Información utilizada para el cálculo de la CMMP

Información	
Tramo:	<input type="text"/>
Presión en cada punto de recibo:	<input type="text"/> [psig]
temperatura punto de recibo:	<input type="text"/> [°F]
longitud:	<input type="text"/> [m]
Diámetro:	<input type="text"/> [pulgadas]
Espesor:	<input type="text"/> [pulgadas]
Rugosidad (inicio vida útil):	<input type="text"/> [pulgadas]
Eficiencia ducto (1):	<input type="text"/> [%]
temperatura punto de entrega:	<input type="text"/> [°F]

(1) Introducir el valor de eficiencia que el simulador utiliza para relacionar la fricción de un fluido en movimiento a través de una tubería ideal versus la fricción de una tubería actual.

NOTA: La fricción ideal es típicamente menor que la real.

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 2. Cromatografía gas*

Componente	Meta no	Nitrógeno	Dióxido de Carbono	Eta no	Propano	Agu a	Sulfuro de Hidrógeno	Hidrógeno	Monóxido de Carbono	Oxigeno	i-Butano	n-Butano	i-Pentano	n-Pentano	n-Hexano	n-Heptano	n-Octano	n-Nonano	n-Decano	Heli o	Argón	Total		
Fórmula química:	CH ₄	N ₂	CO ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	H ₂ O	H ₂ S	H ₂	CO	O ₂	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈	C ₉ H ₂₀	C ₁₀ H ₂₂	He	Ar	100%		
Punto de recibo: Composición porcentual molar:																							0,00 %	
Punto de recibo: Composición porcentual molar:																								0,00 %
Punto de recibo: Composición porcentual molar:																								0,00 %

* Valores normalizados

M

3

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 3. Perfil de demanda horario

Hora:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
MPCD:																									

La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá verificar, dentro de los términos legales, el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de los SRT o STT realizado por el transportador.


DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 6. Formatos para el reporte de información

Formato 1. Inversión existente en red tipo I de transporte

Tramo o grupo de gasoductos:

Componente	Nombre	Año de entrada en operación	Clasificación de variables	Inversión (Pesos de la fecha base)	Diámetro (pulg.)	Longitud (km.)	Potencia instalada (HP)
Gasoducto [1]							
Estación de compresión [2]							
Cruce subfluvial [2]							
Gasoducto loop [2]							

Total

[1] Incluye sistema SCADA, centros principales de control, sistema de comunicaciones, muebles, enseres y equipos de oficina, equipos de transporte, computación y accesorios.

[2] Se deben agregar las necesarias para incluir todos los componentes presentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada componente se le debe asignar un nombre.

[3] Para cada componente se debe indicar su clasificación según las variables $IET-1$, $PNIT-1$, $IFPNI_{j,z,fb}$, $INO_{j,x,fb}$ establecidas en la presente resolución.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

21

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 2. Inversión existente en red tipo II de transporte

Tramo o grupo de gasoductos:

Componente	Nombre	Año de entrada en operación	Clasificación de variables	Inversión (Pesos de la fecha base)	Diámetro (pulg.)	Longitud (km.)	Potencia instalada (HP)
Gasoducto [1]							
Estación de compresión [2]							
Cruce subfluvial [2]							
Gasoducto loop [2]							

TOTAL

[1] Incluye sistema SCADA, centros principales de control, sistema de comunicaciones, muebles, enseres y equipos de oficina, equipos de transporte, computación y accesorios.

[2] Se deben agregar las filas necesarias para incluir todos los componentes presentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada componente se le debe asignar un nombre.

[3] Para cada componente se debe indicar su clasificación según las variables $IEt-1$, $PNIt-1$, $IFPNI_{j,z,fb}$, $INO_{j,x,fb}$ establecidas en la presente resolución.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del activo y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal

Todos los valores de este formato podrán ser auditados

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 3. Programa de nuevas inversiones, PNI

Tramo o grupo de gasoductos:

Año:

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5

No.	Nombre Proyecto [1]	Año de entrada en operación	Longitud (m)	Diámetro (pulg)	Inversión Año 1	Inversión Año 2	Inversión Año 3	Inversión Año 4	Inversión Año 5	Descripción del proyecto
1										
2										
3										
4										

[1] Se deben agregar las filas necesarias para incluir los proyectos (PNI) existentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 4. Inversiones en aumento de capacidad, IAC

Información

Tramo o grupo de gasoductos:

Año:

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5

Componente	Nombre	Mes y año de entrada en operación	Longitud (m)	Diámetro (pulg)	Potencia instalada (HP)	Inversión Año 1	Inversión Año 2	Inversión Año 3	Inversión Año 4	Inversión Año 5	Descripción del proyecto
Gasoducto loop [1]											
Estación de compresión [1]											

[1] Se deben agregar las filas necesarias para incluir los proyectos (IAC) existentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.

AN

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 5. Gastos de AOM para el horizonte de proyección

Tramo o grupo de gasoductos:

Horizonte de proyección (VUN):

Fecha Base

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año 20
Año:							
AOM asociado a inversión existente [I+II]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
I. Gastos en raspador inteligente [1] :							
II. Gastos en terrenos e inmuebles [2]:							
AOM asociado a proyecto IAC [3]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Gastos en compresión [4]:							
Gastos en raspador inteligente [1]:							
Gastos en terrenos e inmuebles [2]:							

- [1] Gastos en raspador inteligente de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.
 - [2] Gastos en terrenos e inmuebles de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.
 - [3] Gastos de AOM de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución. Se deben agregar las filas necesarias para incluir los proyectos existentes en el respectivo tramo o grupo de gasoductos. A cada proyecto se le debe asignar un nombre.
 - [4] Gastos en compresión de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución. Se debe asignar un nombre a la estación de compresión. En documento aparte se deben reportar los soportes técnicos requeridos en la presente Resolución.
- Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.

M

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Formato 6. Demandas de capacidad y volumen

Tramo o grupo de gasoductos:	
Horizonte de proyección (VUN):	30 años
Año Base:	
Año b:	
Año e:	

Demandas de capacidad (kpcd) y de volumen (kpc)

	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año 30
Demanda esperada de capacidad, DEC (kpcd):	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dirección contractual B [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capacidad contratada [4] :	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
i. Distribuidor-comercializador:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ii. Industria:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
iii. Generador térmico:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
iv. Comercializador de GNCV:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Demanda esperada de volumen, DEV (kpc):	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dirección contractual B [2]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP (kpcd) [8]:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Demanda máxima de capacidad real, DMC (kpcd)

	Año (b)	Año (b+1)	Año (b+2)	...	Año 30
Demanda máxima de capacidad real, DMC (kpcd) [5]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Máximo volumen transportable en un día, CME (kpcd) [6]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Máximo volumen transportable en un día, CM (kpcd) [7]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Inversiones en Aumento de Capacidad, IAC, para la demanda esperada de capacidad, DEC

	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año 30
Proyecto de IAC [3] :	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A [2]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
II. Dirección contractual B [2]:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

Inversiones en Aumento de Capacidad, IAC, para la demanda esperada de volumen, DEV

	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año 30
Proyecto de IAC:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Dirección contractual A:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
II. Dirección contractual B:	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00

[1] Se debe diligenciar la información de demandas para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.

[2] Demanda de capacidad en ambas direcciones en caso de existir condición de contraflujo.

[3] Se deben diligenciar para cada proyecto IAC existente.

[4] Se debe diligenciar la información de capacidad contratada para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.

[5] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del período que va desde el año b hasta el año e , como se indica en el Artículo 20 de la presente resolución. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.

[6] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del período que va desde el año $e+1$ hasta el año y como se indica en el Artículo 20 de la presente resolución. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.

[7] Se debe reportar el valor para cada uno de los años del período que va desde el año b hasta el año e , como se indica en el Artículo 20 de la presente Resolución. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.

[8] El Año 1 corresponde al año $(e+1)$, el Año 2 al Año $(e+2)$ y así sucesivamente. Se debe diligenciar la información para cada tramo o grupo de gasoductos existentes.

Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.

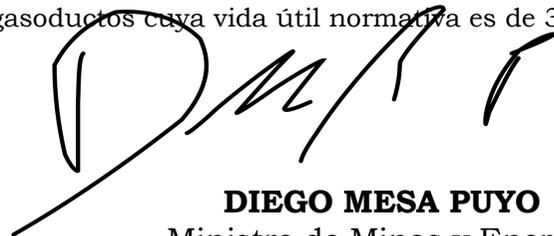
Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

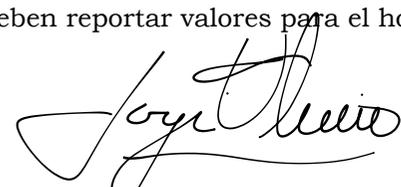
Formato 7. Gas de empaquetamiento

Tramo o grupo de gasoductos:
 Horizonte de proyección (VUN):

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año 20
Año:							
	MBTU Año 1	MBTU Año 2	MBTU Año 3	MBTU Año 4	MBTU Año 5	...	MBTU Año 20
Gas de empaquetamiento asociado a inversión existente:							
Gas de empaquetamiento asociado a proyecto de IAC:							

Nota: Para aquellos gasoductos cuya vida útil normativa es de 30 años se deben reportar valores para el horizonte de proyección de 30 años.


DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 7. Red tipo I de transporte

Tramos de gasoductos	Año inicio VUN	Diámetro (pulg.)	Longitud (km)
Sistema de Promigas			
Ballena - La Mami	2014	20, 24	143
La Mami - Barranquilla	2014	20, 24	142
Barranquilla - Cartagena	2014	20	113
Cartagena - Sincelejo	2002	10	123
Sincelejo - Jobo	2002	10	70
La Creciente - Sincelejo	2014	8, 6, 2	51
Sistema de TGI			
Ballena - Barrancabermeja	1996	18	579
Barrancabermeja - Sebastopol	1997	20	111
Sebastopol - Vasconia	1997	20	62
Vasconia - Mariquita	1997	20	123
Mariquita - Pereira	1997	20	155
Pereira - Armenia	1997	20	60
Armenia - Cali	1997	20	128
Mariquita - Gualanday	1997	6	123
Gualanday - Neiva	1997	12, 6	169
Cusiana - El Porvenir	2002	20	33
El Porvenir - La Belleza	2000	20	189
La Belleza - Vasconia	1997	12, 14	91
La Belleza - Cogua	1997	22	115
Cusina - Apiay	1995	10, 12	150
Apiay - Usme	1995	6	122
Apiay - Villavicencio - Ocoa	1995	6	40
Morichal - Yopal	1994	4	13
Cogua - Zipalandia	1999	20	6,0
Zipalandia - Guacarí	1999	20	7,0
Guacarí - Cajicá	1999	20	7,6
Cajicá - Chía	1999	20	9,4
Guacarí - Briceño	1999	14	5,0
Chía - Estación Guaymaral	1999	14	8,5
Chía (troncal) - Pueblo Viejo	2004	20	7,7
Pueblo Viejo - San Rafael	2004	20	8,8
San Rafael - La Ramada	2004	20	8,2
La Ramada - Mosquera (troncal)	2004	20	5,1
Sistema de Transmetano			
Sebastopol - Medellín	1997	12, 14	147, 5

SM

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Sistema de Progasur

Neiva - Hobo	1996	8	50
Sardinata - Cúcuta		4	66
Cali - Popayán	2011	4	116

Sistema de Promioriente

Payoa - Bucaramanga	1997	6, 8	50
		,216	
Barrancabermeja - Payoa	2003	8	58
Gibraltar - Bucaramanga	2011	12	177

Sistema de Transoccidente

Yumbo - Cali	1996	4, 6, 8, 14, 16	11
--------------	------	--------------------	----

Sistema de Coinogas

Floreña - Yopal	2006	6	17,5 6
-----------------	------	---	-----------

OTROS

Cualquier gasoducto que conecte campos de producción, o sistemas de importación, con el SNT o con un sistema de distribución.

Firma del Proyecto,


DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 8. Gastos históricos en compresión

Datos generales

Nombre de la estación de compresión:

Capacidad de compresión: [KPCD]

Potencia total instalada: [HP]

Presión mínima entrada: [psig]

Presión máxima salida: [psig]

Tecnología: [Seleccionar]

Energía que usa el compresor para operar: [Seleccionar]

Fecha base:

Ubicación geográfica del compresor

Latitud:

Longitud:

Altura: [msnm]

Costos distintos a combustible o energía [1]

No. Unidad	Año	Lubricantes	Mano de obra para operación y mantenimiento	Otros	Especificación otros
1	2020	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
2	2021	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
3	2022	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
4	2023	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
5	2024	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
6	2025	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
7	2026	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
8	2027	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
9	2028	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
10	2029	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
11	2030	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
12	2031	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
13	2032	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
14	2033	\$0,00	\$0,00	\$0,00	

21

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Costos distintos a combustible o energía [1]					
No. Unidad	Año	Lubricantes	Mano de obra para operación y mantenimiento	Otros	Especificación otros
15	2034	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
16	2035	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
17	2036	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
18	2037	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
19	2038	\$0,00	\$0,00	\$0,00	
20	2039	\$0,00	\$0,00	\$0,00	

[1] Declarar los valores en pesos colombianos de la fecha base.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

Nombre y firma del representante legal vigente


DIEGO MESA PUYO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente

Firma Revisor Fiscal


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director Ejecutivo

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 9. Formato de declaración de acuerdo entre transportador y distribuidor para asumir responsabilidad de ERPC

Información

Datos generales

Nombre de la estación:	<input type="text"/>
Nombre de gasoducto al que está conectada la estación:	<input type="text"/>
Agente que está operando y manteniendo la ERPC:	<input type="text"/>
Agente que asume responsabilidad de operación y mantenimiento de la ERPC:	<input type="text"/>
Nombre de la ERPC:	<input type="text"/>
Fecha de puesta en servicio:	<input type="text"/>
Fecha de finalización de vida útil normativa:	<input type="text"/>

Información técnica

	Cantidad	Descripción de la documentación adjunta
Diagrama de tuberías e instrumentación:	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Filtros:	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Válvulas:	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Presión mínima entrada (psig):	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Presión máxima salida (psig):	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Capacidad PCH:	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Estación de medición:	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Ubicación geográfica de la estación

Latitud:

M

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Longitud:

Altura: [msnm]

Inversión

	Valor (\$)
Inversión total (a):	<input type="text"/>
Costo de equipos (b):	<input type="text"/>
Costo obra civil y mecánica (c):	<input type="text"/>
Costo de permisos temporales servidumbres (d):	<input type="text"/>
Costo de inversión socio ambiental (e):	<input type="text"/>

(a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación.

(b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.

€ Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.

(d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.

(e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota 1: Los costos se declararán en pesos colombianos de la fecha base.

Nota 2: Se deberá llenar un formato para cada estación.

Nota 3: Todos los valores de este formato podrán ser auditados.

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha del gasoducto y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

fl

R

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Nombre y firma del representante legal vigente

Firma Revisor Fiscal



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Anexo 10. Formato de declaración de ERPC en el sistema de transporte

Datos generales	
Nombre de la estación:	
Nombre de gasoducto al que está conectada la estación:	
Agente que está operando y manteniendo la ERPC:	
Nombre de la ERPC:	
Fecha de puesta en servicio:	
Fecha de finalización de vida útil normativa:	

Información técnica		
Diagrama de tuberías e instrumentación:		
Filtros:		
Válvulas:		
Presión mínima entrada (psig):		
Presión máxima salida (psig):		
Capacidad PCH:		
Estación de medición:		

1

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Ubicación geográfica de la estación

Latitud:

Longitud:

Altura: [msnm]

Inversión

	Valor (\$)
Inversión total (a):	<input type="text"/>
Costo de equipos (b):	<input type="text"/>
Costo obra civil y mecánica (c):	<input type="text"/>
Costo de permisos temporales servidumbres (d):	<input type="text"/>
Costo de inversión socio ambiental (e):	<input type="text"/>

- (a) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron para la ejecución y puesta en marcha de la estación
- (b) Incluir todos los costos que efectivamente ocurrieron en la compra de equipos.
- (c) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por obra civil y mecánica.
- (d) Incluir todos los costos que efectivamente se pagaron por permisos temporales de las servidumbres.
- (e) Incluir todos los costos por inversiones sociales y ambientales derivadas exclusivamente de la construcción de la estación de compresión.

Nota 1: Los costos se declararán en pesos colombianos de la fecha base.

Nota 2: Se deberá llenar un formato para cada estación.

Nota 3: Todos los valores de este formato podrán ser auditados.

ML

2

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural

Declaramos que todos los valores consignados en este formato reflejan fielmente los costos exclusivamente para la ejecución y puesta en marcha de la estación y que todos los valores fueron debidamente registrados en los estados financieros de los años XXX, XXX y XXX

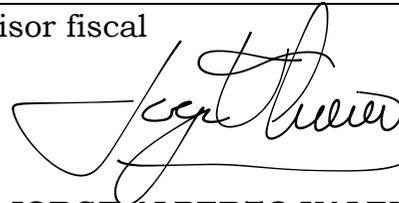
Nombre y firma del representante legal vigente
Empresa transportadora

Firma de revisor fiscal

Nombre y firma del representante legal vigente
Empresa distribuidora

Firma de revisor fiscal


DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo