



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**METODOLOGÍA PARA REMUNERAR LA  
ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS  
NATURAL**

**DOCUMENTO CREG-050**

11 de julio de 2016

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)**

07/07/2016 16:58:14

**No. RADICACION** I-2016-003379

**No. FOLIOS** 116 **ANEXOS** 1

Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación

## Contenido

<b>1.</b>	<b>ANTECEDENTES .....</b>	<b>426</b>
<b>2.</b>	<b>COMPETENCIA DE LA CREG .....</b>	<b>427</b>
<b>3.</b>	<b>REGULACIÓN ACTUAL .....</b>	<b>429</b>
<b>4.</b>	<b>DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL .....</b>	<b>430</b>
4.1.	Efectos de la regulación actual .....	430
4.2.	Otras condiciones del mercado .....	433
<b>5.</b>	<b>RETOS .....</b>	<b>435</b>
5.1.	Cargos Eficientes .....	435
5.2.	Expansión Oportuna .....	436
5.3.	Estabilidad tarifaria .....	436
5.4.	Apoyar desarrollo eficiente de la comercialización .....	437
<b>6.</b>	<b>PROPUESTA REGULATORIA .....</b>	<b>437</b>
6.1.	Descripción general .....	437
6.2.	Variables para la aprobación cargos regulados .....	437
6.3.	Alternativas eliminadas .....	439
6.4.	Dificultades anticipadas .....	442
6.5.	Detalles propuesta .....	444
<b>7.</b>	<b>ANÁLISIS DE INCENTIVOS .....</b>	<b>465</b>
<b>8.</b>	<b>IMPACTOS DE LA PROPUESTA .....</b>	<b>466</b>
8.1.	Actualización de la tasa de remuneración (WACC) .....	466
8.2.	Cargos que remuneran inversiones .....	466
8.3.	Cargos que remuneran los gastos de AOM .....	467
8.4.	Cargo estampilla del 10% .....	467
<b>9.</b>	<b>ANEXO 1 CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO PARA TRANSPORTE DE GAS NATURAL .....</b>	<b>468</b>
9.1.	Cálculo de la tasa de descuento en pesos .....	468
9.2.	CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO EN DÓLARES .....	504

## METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

### 1. ANTECEDENTES

Atendiendo las facultades regulatorias asignadas a esta Comisión, previstas principalmente en el marco de la Ley 142 de 1994, le corresponde a la Comisión, en materia tarifaria, 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.

En desarrollo de estas atribuciones, con anterioridad a la presente propuesta regulatoria y como parte del desarrollo del esquema de regulación de la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible planteado en la Ley 142 de 1994, dentro de la actividad de transporte de gas esta Comisión expidió inicialmente las resoluciones CREG 017 de 1995, 048 de 1995<sup>1</sup>, 057 de 1995 incorporadas posteriormente en la Resolución CREG-057 de 1996<sup>2</sup>, Resolución CREG 048 de 1995<sup>3</sup>, incorporada posteriormente en la Resolución CREG-057 de 1996, por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.

Con posterioridad a estos actos administrativos, esta Comisión expidió la Resolución CREG 001 de 2000, modificada entre otras, por las resoluciones CREG 084 de 2000, 085 de 2000, 008 de 2001, 073 de 2001 y 027 de 2006, la cual corresponde a la metodología en la cual se incorporaron y establecieron los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte - SNT. Esta metodología estuvo vigente desde el año 2001 hasta el año 2010, toda vez que esta fue reemplazada con la expedición de la Resolución CREG 126 de 2010 y corresponde al antecedente inicial de los esquemas regulatorios y tarifarios para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

De acuerdo con lo anterior, el esquema actual de remuneración de esta actividad dentro de la prestación del servicio público de gas natural se encuentra prevista en la Resolución CREG 126 de 2010, modificada y complementada por las resoluciones CREG 129 de 2010, CREG 079 y 097 de 2011, CREG 066 de 2013 y CREG 089 de 2013, mediante 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 de gas, SNT.

Ahora, en el artículo 127 de la Ley 142 de 1994 se establece que “antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente”<sup>4</sup>. Atendiendo lo

<sup>1</sup> Por la cual se estableció la metodología y los cargos por uso del sistema de transporte del Centro.

<sup>2</sup> Por la cual se estableció la metodología y los cargos por uso del sistema de transporte del interior, y se adoptaron los procedimientos para regular el uso del sistema de transporte del Centro.

<sup>3</sup> Por la cual se establecieron los cargos por uso del sistema de transporte de la empresa PROGASUR S.A.

<sup>4</sup> En el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 amplió el alcance de los establecido en el artículo 127 de la Ley 142 de 1994.

anterior, mediante la Resolución CREG 047 de abril de 2014 la Comisión puso en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

Así mismo, 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. Igualmente, 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.

Finalmente, se debe tener en cuenta que en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 se establece, entre otros aspectos, que “las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual”. Con base en esta disposición, y al considerar que las fórmulas establecidas en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 han cumplido el plazo allí previsto, así como una vez puesto en conocimiento las bases metodológicas y una vez elaborados los estudios necesarios, le corresponde a esta Comisión someter a consulta de los agentes y demás interesados el 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”.

En este documento (i) se analizan los aspectos relevantes a considerar en las fórmulas tarifarias que deberá adoptar la Comisión en la nueva metodología para remunerar la actividad de transporte de gas natural y (ii) se presenta la propuesta de la nueva metodología de transporte.

## **2. COMPETENCIA DE LA CREG**

La actividad de transporte de gas natural corresponde a una actividad complementaria dentro de la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, la cual se encuentra sujeta a los mandatos constitucionales y legales previstos en el artículo 365 de la Constitución Política y en la Ley 142 de 1994.

En virtud de la ley en mención, la CREG es la encargada de determinar la regulación económica del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible y de la actividad complementaria de transporte de gas natural, mereciendo especial mención los artículos 35, 68, 73.11, 73.20, 73.22, 74.1, 87, 88.1, 90, 91, 92, 126 y 127 de la Ley 142 de 1994. De igual forma, 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.

En relación con lo consagrado en estas disposiciones, allí se ha consignado que le corresponde a la CREG 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.

Así mismo, que esta 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 toques máximos y mínimos de tarifas, conforme a los artículos 73.11, 73.22 y 88 de la Ley 142 de 1994. 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.

En este sentido, la regulación de la CREG tiene un marco normativo superior, el cual orienta el ejercicio de la facultad regulatoria y la prestación de los servicios públicos domiciliarios al cumplimiento de los fines constitucionales y legales, siendo esta normativa la que ordena los contenidos y formas que deben ser adoptados por la Comisión en sus resoluciones.

Ahora, en relación con el alcance de estas disposiciones regulatorias, incluidas aquellas en materia tarifaria, se ha precisado que estas deben 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.

De igual manera, que 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, los lineamientos que se realizan mediante decretos, así como para permitir el flujo de actividad socio-económica respectivo.

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 constitucionales<sup>5</sup> y legales<sup>6</sup> en materia de servicios públicos,

---

<sup>5</sup> Artículos 365 a 370.

<sup>6</sup> Ley 142 de 1994, Arts. 1 a 12.

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 lo 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.

En concordancia con lo anterior, la jurisprudencia constitucional y administrativa ha precisado que la regulación como mecanismo de intervención busca garantizar la efectividad de los principios sociales y el adecuado funcionamiento del mercado<sup>7</sup>, por lo que dicha facultad se debe ejercer a fin de garantizar la prestación eficiente de los servicios, en este caso de energía eléctrica y gas combustible, el buen funcionamiento del mercado, los fines sociales del Estado<sup>8</sup>, la corrección de las imperfecciones del mercado<sup>9</sup>, así como la satisfacción del interés general.

### 3. REGULACIÓN ACTUAL

El transporte de gas natural en Colombia se realiza bajo el esquema de transportador por contrato. Es decir, el transportador garantiza el servicio de transporte a aquellos remitentes que hayan suscrito un contrato firme con él. En consecuencia, el transportador define las expansiones a ejecutar con base en la demanda comercial (i.e. contratos) y no tiene la obligación de realizar expansiones cuando las mismas no están amparadas en contratos. En línea con lo anterior, la capacidad no utilizada corresponde a un costo hundido para el transportador.

La metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas está basada en cargos regulados máximos por tramos de gasoductos. Esto quiere decir que (i) es una metodología de incentivos en la medida en que el transportador puede reducir sus costos para aumentar sus ingresos o en caso contrario, si no es eficiente en la prestación del servicio, sus ingresos se reducen y el usuario no paga más allá del cargo máximo; y (ii) los cargos de transporte incorporan señal de distancia.

La metodología vigente para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural está establecida en la Resolución CREG 126 de 2010. En dicha resolución se definieron: i) los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural; ii) las variables a considerar y la metodología a aplicar en el cálculo de los cargos regulados por el servicio de transporte en relación con los valores eficientes de las inversiones, los valores eficientes de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, las demandas de capacidad y de volumen; así como la tasa de descuento; ii) el esquema general y la metodología para calcular los cargos del Sistema Nacional de Transporte; iii) los mecanismos que las partes que intervienen en los contratos

<sup>7</sup> Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

<sup>8</sup> Corte Constitucional, Sentencia C-075 de 2006.

<sup>9</sup> Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003, C-1120-05 Consejo de Estado, Sala de lo contencioso administrativo, Sección primera, Consejero ponente: doctor: Rafael E. Ostau de Lafont Pianeta, Bogotá, D.C., treinta (30) de abril de dos mil nueve (2009), Núm. Rad.: 11001 032400020040012301.

de transporte pueden utilizar para determinar los cargos; iv) los instrumentos regulatorios disponibles para asegurar la extensión y la expansión del sistema nacional de transporte y disposiciones sobre otros servicios de transporte; y v) la inversión a reconocer en activos que hayan cumplido la vida útil normativa.

Esta metodología incorpora instrumentos orientados a procurar la expansión y extensión oportuna de la infraestructura de transporte, relativos a: i) inversiones en aumento de capacidad; ii) las extensiones definidas como gasoductos tipo I y gasoductos tipo II; iii) los gasoductos de conexión; y iv) los gasoductos dedicados.

Esta metodología entró en vigencia en agosto de 2010 y con base en las fórmulas tarifarias establecidas en ella se adoptaron los cargos regulados para los distintos sistemas de transporte, entre otros de las empresas, Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P.<sup>10</sup>, Promigas S.A. E.S.P.<sup>11</sup>, Transmetano S.A. E.S.P.<sup>12</sup>, Promioriente S.A. E.S.P.<sup>13</sup>, Transoccidente S.A. E.S.P.<sup>14</sup>, Promotora de Gases del Sur Progasur S.A. E.S.P.<sup>15</sup> y Coinogas S.A. E.S.P.<sup>16</sup>. En este momento la totalidad de cargos de transporte de los gasoductos que hacen parte del Sistema Nacional de Transporte, SNT, han sido establecidos con base en las disposiciones de la actual metodología de la Resolución CREG 126 de 2010.

#### 4. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En esta sección se expone un diagnóstico de la situación actual de la actividad de transporte de gas natural desde dos perspectivas: la primera, a partir de la regulación vigente, y la segunda, a partir de otros aspectos que afectan la actividad.

##### 4.1. Efectos de la regulación actual

##### 4.1.1. Oportunidad en la aprobación de cargos

<sup>10</sup> Las resoluciones de cargos para los gasoductos que hacen parte del sistema de transporte de esta empresa se encuentran consignados en las resoluciones CREG 110 de 2011, 121 de 2012 y 043 de 2014.

<sup>11</sup> Las resoluciones de cargos para los gasoductos que hacen parte del sistema de transporte de esta empresa se encuentran consignados en las resoluciones 115 de 2010, 117 de 2011, 040 de 2015 y 084 de 2016.

<sup>12</sup> Las resoluciones de cargos para los gasoductos que hacen parte del sistema de transporte de esta empresa se encuentran consignados en las resoluciones CREG 114 de 2010, 041 de 2015, 092 y 167 de 2015.

<sup>13</sup> Las resoluciones de cargos para los gasoductos que hacen parte del sistema de transporte de esta empresa se encuentran consignados en las resoluciones CREG 111 de 2011, 062 de 2015 y 086 de 2016.

<sup>14</sup> Las resoluciones de cargos para los gasoductos que hacen parte del sistema de transporte de esta empresa se encuentran consignados en las resoluciones CREG 117 de 2011, 123 de 2012 y 043 de 2014.

<sup>15</sup> Las resoluciones de cargos para los gasoductos que hacen parte del sistema de transporte de esta empresa se encuentran consignados en las resoluciones CREG 113 de 2011, 044 y 050 de 2014.

<sup>16</sup> La resolución de cargos para los gasoductos que hacen parte del sistema de transporte de esta empresa se encuentran consignados en la Resolución CREG 180 de 2015.



Actualmente todos los sistemas de transporte de gas natural tienen cargos aprobados con la metodología contenida en la Resolución 126 de 2010. Sin embargo, por diferentes razones, los procesos de aprobación de cargos tomaron tiempos superiores a los usuales:

- En el caso de los sistemas de transporte que a agosto de 2010 ya tenían cargos aprobados por más de cinco años se presentaron las siguientes situaciones en el análisis de las solicitudes tarifarias:
  - Asimetría de información en gastos de AOM y valores de la capacidad máxima de mediano plazo, CMMP, que derivó en la necesidad de contratar auditorías externas para verificar la información que declararon las empresas. En varios casos se hicieron ajustes.
  - En el caso de las inversiones aprobadas para el periodo tarifario que terminó varias empresas no aportaron la información que comprobaba la ejecución y puesta en operación de las inversiones. Esto derivó en la necesidad de requerir a las empresas información adicional.
  - En algunas situaciones de proyectos futuros de aumento de capacidad algunas empresas declararon información incoherente que obligó al regulador a requerir aclaraciones adicionales.
  - Varias empresas presentaron recursos de reposición que derivaron en la contratación de peritos internacionales. El proceso de contratación y rendición de los informes periciales tomó más tiempo del esperado.
- En el caso de los sistemas de transporte que después de agosto de 2010 terminaron el periodo de cinco años la metodología advertía que 6 meses antes de que se terminara el periodo las empresas debían radicar en la CREG la respectiva solicitud tarifaria. En varios casos ello no fue así y solamente después de requerimientos por parte de la CREG las empresas iniciaron los respectivos trámites tarifarios.
- El artículo 14 de la metodología contiene un procedimiento para que cuando culmine la vida útil normativa de un activo la empresa invoque ese artículo y la CREG nombre un perito para que establezca el costo de reposición.

Tanto el proceso de nombramiento de los peritos como el trámite posterior de rendición de los peritajes, análisis de los peritajes, análisis de los comentarios de las partes involucradas, emisión de la resolución y finalmente, el ajuste tarifario, resultó demasiado extenso. Esta situación dilató el proceso de asignación de cargos.

#### 4.1.2. Oportunidad en la ejecución de los proyectos

Desde la perspectiva de la demanda, en materia de la oportunidad en la ejecución de los proyectos, los incentivos de la metodología aparentemente no son suficientes para que las empresas pongan en operación los proyectos cuando efectivamente la demanda los requiere.



De acuerdo con la metodología, en la revisión tarifaria, las empresas pueden solicitar ampliaciones de capacidad. Si éstas están regulatoriamente justificadas la CREG las aprueba en la tarifa.

Con el ánimo de que las empresas pusieran en operación oportunamente los proyectos aprobados, para cada proyecto de aumento de capacidad la CREG calculó una tarifa *delta* negativa que se activa cuando el proyecto se retrasa.

En este sentido es necesario señalar que en el periodo de aplicación de la Resolución 126 de 2010 la CREG no tiene conocimiento de que alguna empresa hubiera tenido que aplicar el *delta* negativo por retrasos en la entrada en operación de algunos de los proyectos aprobados en las tarifas. Es decir, los proyectos de expansión aprobados en los cargos regulados adoptados bajo la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 se ejecutaron de acuerdo con los tiempos previstos en la regulación.

De otra parte, de acuerdo con lo manifestado por industriales en reuniones realizadas en la Comisión, y según lo expresado por los representantes de los productores (e.g. en comunicación CREG E-2015-013207), la Comisión entiende que los participantes del mercado consideran que los transportadores no acometen, cuando se requieren, las inversiones no incluidas en los cargos regulados. Esta crítica advierte la necesidad de buscar nuevos incentivos para que las necesidades de transporte se resuelvan de manera oportuna cuando las inversiones no se incluyen en los cargos regulados.

#### 4.1.3. Remuneración anticipada

La metodología contiene una señal que permite a las empresas financiarse con sus usuarios cuando ellas necesitan ejecutar proyectos futuros. Esto ocurre porque antes de que los proyectos entren en operación las empresas en los cargos cobran a sus usuarios los proyectos futuros.

Con esta señal existe el riesgo de que el transportador obtenga un flujo de ingresos sobre una inversión que no ejecute en el periodo tarifario. Si bien la metodología de la Resolución 126 de 2010 contiene un *delta* negativo para el caso de los proyectos que se retrasan o no se ejecutan es necesario preguntarse si esa disposición es incentivo suficiente para que dicho riesgo no se materialice en perjuicio de los usuarios.

En el periodo tarifario regido por la Resolución 001 de 2000 se materializó este riesgo en un sistema de transporte que terminó su periodo en el 2013.

#### 4.1.4. Ajuste de cargos por vencimiento de vida útil normativa

En cada sistema de transporte hay inversiones con diferentes fechas de entrada en operación. Por la vetustez de las inversiones en transporte esto implica que en todos los años se presentan activos que están cumpliendo su periodo de vida útil normativa.

En las tarifas de los sistemas esto está ocasionando ajustes constantes en los cargos regulados. También se presentaba una alta carga regulatoria por el desarrollo del procedimiento mismo (i.e. paritos) lo cual deriva en demoras en la aprobación de los cargos.

#### 4.1.5. Remuneración combustibles en estaciones de compresión

En la tarifa actual el cargo de AOM es fijo incluyendo los gastos por combustible de las compresoras. Es decir, se asume que las estaciones de compresión consumirán una cantidad proyectada de combustible.

Cuando la CREG evalúa los costos del combustible que requieren las compresoras el regulador toma como cierta la información que en esa materia las empresas declaran. Sin embargo, en el transcurso del periodo tarifario puede ocurrir que las compresoras no se utilizan como se tuvo en cuenta en la tarifa, trasladándose un posible sobrecosto a los usuarios que sería corregible si esa componente de los gastos se reconociera como un *pass-through* en la tarifa.

#### 4.2. Otras condiciones del mercado

Condiciones particulares del mercado de energía eléctrica y del gas natural impactan el desarrollo de la actividad de transporte de gas. A continuación se identifican algunas de estas condiciones y sus posibles impactos en el sistema de transporte.

##### 4.2.1. Fenómeno de EL Niño

El fenómeno de El Niño exige al máximo el sistema nacional de transporte de gas, SNT, debido al incremento en el consumo de gas por parte de las plantas térmicas. En condiciones de hidrología normal (i.e. sin El Niño) el despacho de las plantas térmicas es bajo, especialmente en el interior del país, lo que permite que el SNT opere con holgura, excepto en algunos tramos cuya capacidad se utiliza al máximo (e.g. tramo Mariquita – Gualanday).

Durante los dos últimos fenómenos de El Niño (i.e. 2009-2010 y 2015-2016) se observó que en algunos tramos del SNT la capacidad no fue suficiente para atender todos los requerimientos de las plantas térmicas. Esta falta de capacidad se originó en dos aspectos:

- i. La entrada en operación de algunos proyectos de expansión no fue oportuna para la demanda a pesar de que su ejecución se ajustó a la fecha de entrada en operación prevista en los cargos regulados (e.g. *loop* Sincelejo – Cartagena en 2015). Es decir, los transportadores iniciaron la construcción de los proyectos de expansión de capacidad pero por una o varias circunstancias (e.g. inicio tardío de ejecución, demoras imprevistas en licencia ambiental y en manejo con comunidades) la entrada en operación del proyecto no fue oportuna para el período de El Niño.

En todo caso la ejecución de estos proyectos se realizó bajo el mecanismo de “expansión por contrato” previsto en la regulación. Este mecanismo significa que el transportador ejecuta la inversión cuando logra obtener contratos de transporte de mediano y largo plazo que garanticen el retorno de la inversión.

- ii. Los transportadores no amplían la capacidad del SNT que se requiere para atender toda la demanda térmica durante El Niño porque las plantas térmicas con bajos despachos no contratan esa capacidad en contratos de mediano o largo plazo. Estas plantas estarían dispuestas a contratar esa capacidad únicamente durante el fenómeno de El



Niño, que sucede aproximadamente cada cinco años, lo cual no garantiza el retorno de la inversión para el transportador.

Para abordar los anteriores aspectos frente a futuros fenómenos de El Niño ya se cuenta con dos herramientas: (i) infraestructura de regasificación en la Costa Atlántica, que se espera entre a operar a finales de 2016; y (ii) el plan de abastecimiento de gas natural que aprobará cada año el Ministerio de Minas y Energía en el cual se pueden incluir proyectos de transporte para garantizar la confiabilidad y el abastecimiento de gas; estos proyectos se ejecutarán mediante mecanismos distintos al de “expansión por contrato” con el fin de asegurar que el proyecto se ejecute oportunamente.

#### **4.2.2. Nuevas fuentes de producción**

El desarrollo de nuevos campos de producción, o el incremento de producción en campos existentes, impacta el SNT. Este impacto tiene que ver con la necesidad de expansiones y/o adecuaciones del sistema para poner las nuevas cantidades de gas en el mercado. Se aclara que este impacto es relevante cuando se trata de cantidades importantes para el mercado colombiano (e.g. más de 20 MPCD).

Las nuevas cantidades pueden implicar cambios en los flujos físicos en el sistema de transporte y posiblemente cambios en las rutas de transporte que contratan los remitentes del respectivo sistema. Este es el caso del sistema de Promigás con la entrada de gas de los campos de Sucre y Córdoba en los últimos 5 años.

#### **4.2.3. Infraestructura de regasificación**

La infraestructura de regasificación de la Costa Atlántica, que se espera entre en operación a finales de 2016, aportará 400 MPCD de gas al mercado colombiano. Esta cantidad de gas se inyectará en el sistema de transporte de Promigás en Cartagena.

Este suministro de gas está dirigido principalmente a atender demanda de plantas térmicas en la Costa Atlántica. Sin embargo, se prevé que alguna cantidad esté disponible para la atención de otra demanda.

La entrada de este gas al SNT en la Costa Atlántica impacta el sistema como lo haría una nueva fuente de producción. Este nueva fuente implicará cambios en los flujos físicos en el sistema de transporte de Promigás (e.g. flujo Cartagena – Barranquilla en vez de Barranquilla – Cartagena), adecuaciones en el sistema y posiblemente cambios en las rutas de transporte que contratan los remitentes del sistema de Promigás.

#### **4.2.4. Declinación de la producción**

La declinación de la producción de los campos de La Guajira, principal fuente de producción del país durante más de tres décadas, impacta el SNT por lo menos en los siguientes aspectos:

- i. Cambio de flujos físicos en el sistema de Promigás. Es posible que en el mediano plazo gas importado a través de la planta de regasificación de la Costa Atlántica se transporte hasta Ballena para ser enviado al interior del país de manera temporal (i.e. para cubrir alguna eventualidad en la producción del interior) o permanente. Para que el flujo físico

desde Cartagena llegue a Ballena y luego al interior del país se pueden requerir adecuaciones del sistema de Promigás y de TGI.

- ii. Cambios en las rutas de transporte que contratan los remitentes del sistema de Promigás y de TGI.

#### **4.2.5. Importación de gas por gasoducto**

El gasoducto de interconexión con Venezuela, que permitió exportar gas durante el período 2007 - 2015, ofrece la posibilidad de importar gas de Venezuela. Si bien esta posibilidad tiene la incertidumbre de situaciones de orden político entre los dos países, en la medida en que haya gas disponible en Venezuela, como parece ser el caso en épocas de hidrología normal a partir de 2016, es posible la importación de gas para entrega en Ballena.

Esta importación pareciera no generar mayor impacto en el SNT pues actuaría como una fuente sustituta de la declinación del gas de los campos de la Guajira. Sin embargo, la incertidumbre en la continuidad de un eventual suministro de gas importado sugiere que esta alternativa sería complementaria a las alternativas desarrolladas o en desarrollo a nivel local (i.e. nuevos campos de producción y planta de regasificación).

### **5. RETOS**

En la identificación de los retos que a continuación se exponen hay unos que se logran con los ajustes a la metodología de transporte, y otros a través de instrumentos diferentes que no hacen parte del objeto de esta metodología.

#### **5.1. Cargos Eficientes**

En el diseño de la metodología la CREG continúa con su misión de lograr cargos eficientes tanto para los transportadores como para los usuarios. En esta misión la CREG ha seguido los criterios de ley de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

De manera concreta los siguientes ajustes en la metodología, en opinión de la CREG, contribuyen al logro de la misión señalada:

- En materia de las inversiones en aumento de capacidad, IAC, éstas solo se reconocen en tarifa cuando su ejecutor las ponga en operación. Aquí el reto es que los transportadores tengan el incentivo de poner en operación los proyectos de infraestructura de manera oportuna y, en este sentido, para los usuarios resulte transparente el cobro de las inversiones.
- Frente a la incertidumbre del valor a reconocer en las inversiones la CREG diseñó un modelo de valoración de gasoductos y de compresores, el cual es conocido por los agentes. En la nueva metodología se busca eliminar la incertidumbre sobre los valores que el regulador considera eficientes.
- Con referencia a la precisión de los valores de las inversiones que reconoce la CREG y con el reconocimiento de que las empresas pueden tener sobrecostos o ahorros, se diseñó un menú de contratos en donde se comparten ganancias y pérdidas entre la



empresa y los usuarios. En particular, se establece el valor eficiente de las inversiones a partir de los valores de referencia de la CREG y los reales presentados por el transportador cuando ejecute el proyecto. Con esta medida se busca reducir la asimetría de información para el regulador y permitir una mejor gestión de los riesgos en la ejecución del proyecto por parte del transportador.

- En los costos de los combustibles de los compresores en la metodología se adopta una disposición para que los usuarios solo paguen lo que efectivamente consumen los compresores cuando se prenden. Con esta medida se pretende generar mejores señales de eficiencia y transparencia en los gastos asociados al combustible de las estaciones de compresión.

## 5.2. Expansión Oportuna

En materia de expansiones el reto con los ajustes en la metodología, y con las otras disposiciones que se están trabajando (e.g. Res. 037 y 038 de 2016), es generar los incentivos para que se ejecuten las inversiones requeridas de manera oportuna.

En lo que atañe a la metodología de transporte de gas los incentivos para que las empresas ejecuten las inversiones cuando las necesita la demanda, son las siguientes:

- La posibilidad de remunerar nuevas inversiones de IAC en un horizonte de 10 años
- Un modelo de valoración de gasoductos y compresores conocido
- Un menú de contratos para compartir entre transportador y remitentes parte de los posibles sobrecostos o ahorros en los proyectos
- El reconocimiento en tarifa de las inversiones solo cuando éstas entren en operación
- La posibilidad de que los productores comercializadores, a través de la figura de los gasoductos de conexión, puedan entregar el gas en cualquier punto de la red, cuando el transportador no esté interesado en hacer esas inversiones

## 5.3. Estabilidad tarifaria

Otro de los objetivos intrínsecos a la propuesta está relacionado con proteger a la demanda y/o a los usuarios de cambios innecesarios o fluctuaciones recurrentes en la tarifa, con la premisa de establecer los costos eficientes de la prestación del servicio garantizando la suficiencia financiera de los agentes involucrados. En ese sentido se abordan dos aspectos principalmente.

Por un lado, se evidenció durante la aplicación de la metodología de transporte establecida mediante la Resolución CREG 126 de 2010 que se presentaron recurrentes requerimientos por parte de las empresas de transporte por ajustes de cargos por cumplimiento de la vida útil normativa de diferentes gasoductos. En la propuesta contenida en la resolución que soporta el presente documento se incluye una disposición en la que sólo cada dos años se deben presentar las solicitudes de ajustes por vencimiento de vida útil normativa, manteniendo así una mayor estabilidad en los cargos de transporte aprobados.

Por otra parte, como se anunció con la metodología anterior, al momento de la expedición de la resolución definitiva que contenga la nueva metodología de transporte todas las empresas transportadoras están en la obligación de solicitar cargos con el fin de establecer un momento común para aprobación de cargos en todos los sistemas de transporte.

#### **5.4. Apoyar desarrollo eficiente de la comercialización**

La coordinación entre comercialización de suministro y el transporte de gas siempre ha sido una de las principales preocupaciones del sector, debido a las dificultades que manifiestan los agentes para contratar los dos servicios considerando que son mecanismos de negociación independientes.

La metodología tarifaria de transporte propuesta no es el instrumento adecuado para resolver esta dificultad, pero se incluye una disposición que se espera contribuya con una mayor liquidez en el mercado de gas. Como se expone en la descripción de la propuesta regulatoria, particularmente el numeral 6.5.6 del presente documento, se propone definir un porcentaje de la capacidad de transporte, en cada uno de los sistemas, de carácter libre a disposición de todos los agentes que se pagaría al transportador mediante un cargo estampilla (para poder dejarla a libre disposición) y cuyo acceso para un corto plazo se adjudicaría a través de un proceso competitivo, en el cual el mercado será quien revele el valor de dicha capacidad. Esta disposición además ayudaría a prevenir posibles acaparamientos de capacidad de transporte y facilitaría a los participantes del mercado conseguir transporte para sus contratos de suministro de gas natural.

### **6. PROPUESTA REGULATORIA**

#### **6.1. Descripción general**

La propuesta de la nueva metodología de transporte de gas busca adecuarse a las necesidades de expansión del SNT.

A continuación se resume el contenido de la propuesta en aquellos puntos en los que se proponen ajustes con respecto a la metodología vigente de la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado. Para esto se consideran, en el mismo orden, los aspectos incluidos en la metodología vigente (Res. CREG 126 de 2010).

#### **6.2. Variables para la aprobación cargos regulados**

Las variables para la aprobación de cargos corresponden a inversión, demanda, gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, tasa de descuento, período de remuneración y algunos criterios de eficiencia en la valoración de inversión (i.e. valoración por comparación), demandas (i.e. factor de utilización) y AOM (i.e. semisuma de gastos). En la propuesta se plantean ajustes en la valoración de nuevas inversiones, en los gastos de AOM, en la tasa de descuento y en el período de remuneración para nuevas inversiones en aumento de capacidad. Los demás aspectos de las variables permanecen como están en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado.

- En inversión se propone el uso de modelos para valorar gasoductos y estaciones de compresión. Estos modelos estarán disponibles para los transportadores y terceros interesados. Al resultado de la valoración se le aplicará un mecanismo de "menú de contratos" que incentive al transportador a ejecutar el proyecto a un costo menor al obtenido a través del modelo de valoración. También se plantea que (i) el transportador cobre el cargo regulado asociado a la nueva inversión una vez el respectivo proyecto entre en operación y (ii) en nuevas inversiones, distintas a aquellas que aumentan

capacidad de transporte, se reconocerán únicamente variantes y obras de geotecnia debidamente justificadas.

Dentro de la evaluación de inversión se incluyen las inversiones en transporte que hagan parte del plan de abastecimiento de gas y que, por mandato del Decreto 2345 de 2015, pueden ejecutar en primera instancia los transportadores. Estas inversiones se remunerarán con el mecanismo de ingreso regulado.

Así mismo, se propone remunerar el 10% de la inversión de los tramos troncales de cada sistema de transporte a través de una estampilla por sistema.

- En los gastos de AOM se propone reconocer los gastos de combustible o energía en estaciones de compresión como un gasto variable que se liquida mes a mes según el consumo real de combustible o energía. Así, este gasto se convertirá en un *pass-through* para la demanda. Los demás aspectos de los gastos de AOM se mantienen como se está establecido en la Resolución CREG 126 de 2010.
- Los valores de las tasas de descuento se ajustan de acuerdo con la metodología para el cálculo de tasas de descuento que adoptó la CREG mediante la Resolución CREG 095 de 2015.
- El período de remuneración para nuevas inversiones en aumento de capacidad, IAC, podrá ser de 10 años contados a partir de la entrada en operación del activo. Para aplicar este período el transportador deberá solicitarlo en su solicitud tarifaria.

Esta disposición se adopta porque en algunos casos la expectativa de producción de yacimientos de gas no permite al productor firmar contratos de suministro de largo plazo y por ende el comprador del gas no podría firmar contratos de transporte de largo plazo que garanticen la ejecución del proyecto de transporte. Cuando este es el caso los ejecutores de las inversiones han indicado que si la recuperación del valor de la inversión toma mayor tiempo al de la certeza del flujo de gas los transportadores no toman el riesgo de ejecutar la inversión en transporte.

#### **6.2.1. Inversión a reconocer en activos que hayan cumplido la vida útil normativa**

En este ítem se propone (i) reconocer el 30% del costo de reposición a nuevo si el transportador continúa con el activo en operación (en la metodología de la Res. CREG 126 de 2010 se reconoce el 60%); y (ii) realizar la valoración a nuevo del activo con base en el modelo de valoración de gasoductos y compresores; con este mecanismo de valoración se suprime la valoración a través de peritos como se establece en la metodología de la Res. CREG 126 de 2010.

#### **6.2.2. Metodología para calcular los cargos regulados**

En la propuesta se ajusta el mecanismo de cálculo de cargos de tal manera que permita:

- i. Calcular los cargos que remuneran nuevas inversiones en aumento de capacidad, IAC, en un período de 10 años si así los solicita el transportador.



- ii. Calcular el cargo variable que remunera gastos de combustible y energía en estaciones de compresión.
- iii. Calcular el ingreso regulado para remunerar inversiones del plan de abastecimiento de gas que ejecute el transportador en primera instancia.

### **6.2.3. Determinación de las parejas de cargos regulados**

Este aspecto no cambia con respecto a lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado.

### **6.2.4. Tipos de redes de transporte**

En este aparte se actualiza la lista de gasoducto red tipo I y II. También se complementan las reglas aplicables a la ejecución de gasoductos de conexión de tal forma que un productor-comercializador podría, previo cumplimiento de algunos requisitos, construir un gasoducto de conexión desde el sitio de producción hasta el punto de la demanda.

### **6.2.5. Otros servicios de transporte**

Este aparte, relacionado con los servicios de transporte de gas a contraflujo, servicio de transporte interrumpible y servicio de parqueo, no cambia con respecto a lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado.

### **6.2.6. Solicitud de cargos**

Este aparte no cambia con respecto a lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 y aquellas que la han modificado.

### **6.2.7. Otras disposiciones**

Se establece la necesidad de comercializar capacidad de corto plazo, lo cual se regulará en resolución a parte. La capacidad de corto plazo corresponderá al 10% de la capacidad de cada tramo más la capacidad que se genere con la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

## **6.3. Alternativas eliminadas**

En esta sección se exhiben algunas alternativas de modificación de la metodología vigente<sup>17</sup> que luego de los análisis se encontró que en el momento no había la oportunidad para implementarlas.

### **6.3.1. Corte transversal**

<sup>17</sup> Algunas de estas alternativas se anunciaron en las bases contenidas en la Resolución 047 de 2014.

Ante la asimetría de información entre la demanda que las empresas declaran para el cálculo tarifario y la demanda que efectivamente ocurre en el periodo tarifario la CREG estudió la posibilidad de migrar a un esquema de corte transversal.

Los siguientes elementos característicos de la actividad de transporte de gas natural en Colombia llevaron a la CREG a descartar el corte transversal:

- El sistema de transporte en Colombia es radial con tramos regulatorios definidos por el regulador. En general, entre más lejos la fuente de producción esté hay más tramos regulatorios. Esta característica de la regulación define que en el sistema hay un esquema de regulación por distancia en donde los flujos del gas son identificables y físicamente siempre van en un sentido,
- A partir de la anterior característica, la aparición de nuevas fuentes en el sistema, o el decaimiento de alguna fuente, afectan en algún sentido los flujos del gas en alguno o algunos de los tramos regulatorios definidos por el regulador. Esta circunstancia deriva en que los flujos del gas en cada tramo regulatorio pueden cambiar, y
- Del análisis de los borradores de los planes de abastecimiento hasta ahora emitidos por la UPME en cumplimiento de lo ordenado en el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015 se encuentra que de ejecutarse alguna de las inversiones en transporte identificadas en los planes el flujo del gas en alguno o algunos de los tramos regulatorios puede cambiar.

### 6.3.2. Cargos de entrada y de salida en el sistema de transporte

Con el fin de optimizar las señales de acceso al transporte y sincerar los costos en la red, la CREG, a partir de la experiencia Europea, se dio a la tarea de examinar la posibilidad de implementar un sistema de transporte en donde sus usuarios pagaran cargos de entrada y de salida.

Los siguientes elementos característicos de la actividad de transporte de gas natural en Colombia llevaron a la CREG a descartar un esquema de cargos de entrada y de salida:

- En los esquemas de cargos de entrada y de salida en general se observa que siempre hay un operador físico y comercial común. En Colombia, cada empresa de transporte opera su sistema y es responsable de la parte comercial,
- En los esquemas de cargos de entrada y de salida en general se observan redes enmalladas en donde no es tan visible el flujo físico de gas. En Colombia, la red de transporte en general es muy radial con dos sistemas, el del Caribe y el del interior, no conectados entre sí, y
- Si bien las dos características anteriores conducen a pensar que la red en Colombia no está preparada para migrar a un esquema de cargos de entrada y de salida, también hay que señalar que en los análisis no se logró identificar cómo ese sistema podría mejorar las señales de expansión en la red.

Por último, debe resaltarse que en teoría un esquema de cargos de entrada y de salida podría servir a los procesos de coordinación de los sectores de energía eléctrica y gas natural, en Colombia. Sin embargo el análisis económico de beneficios y costos no se



realizó. En buena parte porque los ajustes y cambios que habría que hacer al esquema actual son muy numerosos, las térmicas ubicadas en la región Caribe están muy cerca de la planta de regasificación y en consecuencia no deberían haber mayores problemas de coordinación y el MME, con el soporte de la UPME, tiene a su cargo la identificación de los proyectos que el sector gas necesita en el corto, mediano y largo plazo, tanto en transporte como en abastecimiento.

### **6.3.3. Reconocimiento de gastos de AOM como porcentaje de valor de las inversiones**

Con el fin de simplificar la forma como se reconocen los gastos de AOM en las tarifas y de generar señales de eficiencia la CREG se dio a la tarea de examinar si era posible migrar a un esquema en donde se definiera para todos los casos un porcentaje eficiente a reconocer como gastos de AOM sobre el valor de las inversiones.

Parte del interés de la CREG por estudiar un esquema diferente de reconocimiento de gastos de AOM tiene que ver con la asimetría de la información de los gastos de AOM que efectivamente corresponden a cada tramo regulatorio y los que las empresas declaran.

Sin bien la CREG tiene la opción de recurrir a las auditorías siempre hay la reflexión sobre si puede adoptarse un esquema más expedito.

Los siguientes elementos característicos de la actividad de transporte de gas natural en Colombia llevaron a la CREG a descartar un reconocimiento de gastos de AOM como porcentaje de las inversiones:

- En los cargos de transporte las inversiones están en dólares americanos y los AOM en pesos Colombianos,
- Las inversiones (i.e. gasoductos y compresores) han sido valorados para efectos tarifarios con diferentes metodologías y en diferentes momentos del tiempo,
- El valor de la tasa de cambio en el tiempo ha variado significativamente,
- Los gastos de AOM deben reconocerse en la tarifa en pesos, y
- Si bien hay referencias de porcentajes eficientes de gastos de AOM en otros mercados, el hecho de que las inversiones estén en dólares y en diferentes años, dificulta la determinación de un porcentaje a reconocer. En concreto, preguntas como cuál es el valor de la inversión que debe considerarse y qué tasa de cambio es la eficiente, llevaron a la CREG a descartar la opción de cambiar la forma como se reconocen los gastos de AOM.

#### 6.4. Dificultades anticipadas

Instrumento propuesto	Objetivo/Descripción	Riesgo identificado que impide el logro del objetivo	Reto al cual contribuye el objetivo
Remuneración en 10 años para inversiones IAC	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incentivar la ejecución oportuna de expansiones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que se alargue la etapa de construcción (demora en licencia ambiental, consultas previas, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Expansión oportuna</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Remunerar infraestructura de transporte que se requiere únicamente por 10 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que se remuneren proyectos que se requieren para más de 10 años debido a asimetría de información</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cargos eficientes</li> </ul>
Ajustes en la definición de gasoducto de conexión	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incentivar la ejecución oportuna de conexiones para poner más gas en el SNT y la demanda</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que se alargue la etapa de construcción (demora en licencia ambiental, consultas previas, etc.)</li> <li>Que en el corto plazo no se requiera gas en el mercado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Expansión oportuna</li> <li>Desarrollo de la comercialización</li> </ul>
Tener disponible el 10% de la capacidad de cada tramo troncal para comercializar según reglas que adopte la CREG.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generar liquidez en el mercado de capacidad de transporte</li> <li>Generar liquidez en el mercado secundario de suministro de gas</li> <li>Prevenir acaparamientos de capacidades de transporte.</li> <li>Beneficiar a la demanda por competencia entre agentes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que exista capacidad contratada de largo plazo en algunos tramos que impida generar la liquidez del 10% para el SNT</li> <li>Que el 10% no sea suficiente para generar la liquidez esperada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollo de la comercialización</li> </ul>



Instrumento propuesto	Objetivo/Descripción	Riesgo identificado que impide el logro del objetivo	Reto al cual contribuye el objetivo
Ingreso regulado para remunerar proyectos IPAT	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asegurar la ejecución oportuna de proyectos estratégicos para el sector:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Establecer garantía de cumplimiento que incentiven al transportador a ejecutar el proyecto según lo planeado</li> <li>○ Evitar riesgo de demanda al transportador en proyectos IPAT</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Que se alargue la etapa de construcción (demora en licencia ambiental, consultas previas, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expansión oportuna</li> <li>• Cargos eficientes</li> <li>• Desarrollo de la comercialización</li> </ul>
Remunerar el combustible o energía real consumido por estaciones de compresión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trasladar a la demanda el costo asociado al consumo real de combustible o energía para compresión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Que exista deficiencia temporal en el sistema de información (e.g. medidores, SCADA) que impida temporalmente disponer de la información real</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cargos eficientes</li> </ul>
Modelo de valoración de gasoductos y estaciones de compresión.  Menú de contratos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mitigar la incertidumbre a los agentes al tomar la decisión de inversión, frente a lo que se reconocería por parte del regulador</li> <li>• Mejorar la señal de eficiencia en las inversiones que se acometan</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Que la calibración del modelo no sea la adecuada y genere rentas extra a los agentes transportadores o vuelva inviables los proyectos</li> <li>• Que cambie el trazado por requerimientos ambientales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cargos eficientes</li> <li>• Estabilidad tarifaria</li> <li>• Expansión oportuna</li> </ul>



Instrumento propuesto	Objetivo/Descripción	Riesgo identificado que impide el logro del objetivo	Reto al cual contribuye el objetivo
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejorar los tiempos de expedición de cargos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que se requiera verificación de información a través de peritos</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Compartir riesgo de inversión entre la demanda y el transportador.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que haya asimetría en la información del valor final de los proyectos</li> </ul>	
Señal de distancia predominante	<ul style="list-style-type: none"> <li>Remunerar el 90% de la inversión en gasoductos troncales de cada sistema con señal de distancia (i.e. cargos por tamos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que la señal de distancia se distorsione por la aparición de nuevas fuentes de suministro o por proyectos que enmallen la red de transporte de gas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cargos eficientes</li> </ul>
Ajuste de cargos cada dos años por terminación de vida útil normativa del activos del SNT	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contribuir a la estabilidad tarifaria para el usuario</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Que se pierda oportunidad en el ajuste de cargos y no se transmita a la demanda disminuciones o aumentos de tarifa oportunamente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estabilidad tarifaria</li> <li>Cargos eficientes</li> </ul>

### 6.5. Detalles propuesta

A continuación se describen en mayor detalle los puntos de la propuesta que son nuevos o que se ajustan con respecto a lo establecido en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, y aquellas que la han modificado.

#### 6.5.1. Proyectos de transporte del plan de abastecimiento de gas

En el Artículo 2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015, se establece:

**“Artículo 2.2.2.28. Plan de Abastecimiento de Gas Natural.** Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.19, 2.2.2.20 y 2.2.2.21 y el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.37 de este Decreto, los costos de racionamiento y la información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas. Este plan será adoptado a la brevedad y actualizado anualmente.

2

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

(...)"

En el Artículo 2.2.2.2.29 del mismo Decreto se establece:

**"Artículo 2.2.2.2.29. Inversiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural.** La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

1. Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

(...)

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

(...)

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

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

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

De las anteriores disposiciones se tiene que el Ministerio de Minas y Energía adoptará un plan de abastecimiento de gas natural que se actualizará anualmente. El objeto primordial de este plan es asegurar que los proyectos requeridos para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas se ejecuten y entren en operación de manera oportuna.

En virtud de este Decreto se entiende que la CREG debe expedir regulación para:

- i. Definir cuáles proyectos del plan de abastecimiento de gas natural ejecuta en primera instancia el transportador.
- ii. Establecer obligaciones al transportador, tales como la forma para manifestar el interés en algún proyecto, mecanismos de cubrimiento, auditorías, etc.

- iii. Adoptar la metodología de remuneración para los proyectos que ejecuta el transportador en primera instancia.
- iv. Adoptar mecanismos abiertos y competitivos para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento que no ejecute el transportador en primera instancia.
- v. Establecer obligaciones al adjudicatario de los procesos abiertos y competitivos, tales como mecanismos de cubrimiento, auditorias, etc.
- vi. Adoptar la metodología de remuneración para los proyectos que se ejecuten mediante procesos abiertos y competitivos.

La CREG ya desarrolló regulación para los temas de los puntos iv, v y vi anteriores. Esta regulación se sometió a consulta mediante la Resolución CREG 038 de 2016. Cabe anotar que en la propuesta de la nueva metodología de remuneración de la actividad de transporte se tiene en cuenta lo propuesto en la Resolución CREG 038. En particular se tienen en cuenta las fórmulas de recaudo de ingresos para remunerar los proyectos que se ejecuten a través de procesos abiertos y competitivos, y la fórmula para transferir a los remitentes los recursos de la ejecución de garantías asociadas a estos proyectos.

Los puntos i, ii y iii hacen parte de la metodología de remuneración de la actividad de transporte ya que se trata de proyectos en los que el transportador tiene la primera opción para su ejecución. Es decir, si el transportador ejerce la opción no habría lugar a proceso abierto y competitivo que permita establecer el valor de la inversión por mecanismo de competencia. En este caso corresponde a la CREG fijar las reglas para establecer el valor y la remuneración de la inversión que ejecute el transportador.

#### **6.5.1.1. Proyectos del plan de abastecimiento que ejecuta en primera instancia el transportador**

El Decreto 1073 establece que la CREG adoptará los criterios para definir cuáles proyectos del plan de abastecimiento podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente.

En transporte de gas la CREG entiende que un proyecto complementa la infraestructura existente de un transportador cuando la operación de ese proyecto no se puede aislar de la operación del sistema existente. Es decir, cuando ese proyecto está “embebido” en el sistema de transporte existente y por tanto complementa o hace parte integral de la capacidad del sistema existente. Este es el caso de proyectos en estaciones de compresión, gasoductos *loops* y adecuaciones en el sistema existente (e.g. para revertir flujos).

Gasoductos que se desprenden del sistema existente para llegar a un nuevo mercado en principio no complementan ni hacen parte integral de la capacidad del sistema existente. Estos gasoductos se pueden operar de manera aislada del sistema existente, como es el caso de los gasoductos red tipo I y II y los gasoductos de conexión que puede ejecutar un productor-comercializador para poner gas de un nuevo campo en el SNT como se define en la Resolución CREG 126 de 2010.





Con base en lo anterior se propone incorporar en la nueva metodología de remuneración la siguiente definición:

**Inversiones del Plan de Abastecimiento en un Sistema de Transporte, IPAT:** Son los valores eficientes de los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía y que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios estos proyectos corresponderán únicamente a *Loops*, estaciones de compresión y adecuaciones de la infraestructura de transporte de gas que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

#### 6.5.1.2. Ejercicio de la opción para ejecutar proyectos de IPAT

Se propone el siguiente procedimiento:

- Dentro de los tres meses siguientes a la fecha en que el Ministerio de Minas y Energía adopte el plan de abastecimiento de gas natural el transportador podrá declarar a la CREG el valor de las inversiones y gastos de cada proyecto del plan de abastecimiento que proyecta realizar. Con esta declaración el transportador aportará la información requerida en la metodología para valorar los activos.
- Con esta información la CREG inicia el trámite administrativo tendiente a adoptar el valor eficiente de los activos y gastos de AOM correspondientes a cada proyecto de IPAT.
- Mediante resolución la CREG adopta el valor eficiente de los activos y gastos de AOM correspondientes a cada proyecto del plan de abastecimiento en el respectivo sistema de transporte.
- Una vez en firme y notificada la resolución que adopta el valor eficiente de los activos y gastos de AOM correspondientes a cada proyecto del plan de abastecimiento en el respectivo sistema de transporte, el transportador dispondrá de 3 días hábiles para que el representante legal de la empresa manifieste por escrito a la Comisión la voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto, en el formato que defina la CREG en la respectiva resolución.
- A partir del momento en que el transportador manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto, este contará con 45 días calendario para radicar la siguiente información en la CREG:
  - Cronograma y la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto.
  - Nombre del auditor del proyecto y sus costos anuales.
  - Copia del acta de entrega del cronograma y de la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto al auditor seleccionado.
  - Copia de la aprobación de la garantía de cumplimiento por parte de un patrimonio autónomo.
  - Costo anual por los servicios del patrimonio autónomo.
  - La fecha prevista de puesta en operación del proyecto, establecida en el plan de abastecimiento de gas natural.



Con esta información la CREG expide una resolución en la que adopte el flujo de ingresos para remunerar el valor eficiente de las inversiones y los gastos de AOM del proyecto.

- El transportador desiste de la ejecución del proyecto cuando: i) no manifieste de manera afirmativa, dentro de los 45 días, el compromiso de ejecutar el proyecto; y ii) no radique en la CREG la información. En cualquiera de estos eventos la CREG informará a la UPME para que inicie un proceso de selección tendiente a ejecutar el proyecto de IPAT en el que el transportador desistió. El transportador no podrá participar en este proceso de selección para ejecutar el proyecto.

#### **6.5.1.3. Valoración de proyectos de IPAT**

Se propone valorar estos proyectos con base en la misma metodología con la que se valoren las inversiones en aumento de capacidad, IAC, que ejecute el transportador con respaldo en contratos de transporte.

En general el mecanismo propuesto para valorar inversiones consiste en la aplicación de un modelo de valoración de gasoductos y estaciones de compresión. Esta valoración estará acompañada de un esquema de “menú de contratos” que incentiva la reducción de costos por parte del transportador al momento de ejecutar el proyecto. En los numerales 6.5.2.1 y 6.5.2.3 del presente documento se desarrollan estos puntos.

#### **6.5.1.4. Remuneración de proyectos de IPAT**

Se propone remunerar los proyectos de IPAT mediante ingreso regulado en un período de 25 años. El ingreso regulado implica que el transportador recauda valores mensuales fijos para remunerar la inversión y los gastos de AOM asociados al proyecto.

El transportador factura, a todos los remitentes beneficiados con el proyecto, el valor mensual en proporción al volumen transportado a cada remitente<sup>18</sup>. Es decir, no hay riesgo de demanda para el transportador pues el ingreso mensual lo recupera con el volumen transportado en el respectivo mes. Lo que puede cambiar mes a mes es el valor que debe pagar cada remitente pues su volumen transportador puede cambiar cada mes.

El ingreso regulado se considera el mecanismo adecuado para incentivar la ejecución oportuna del proyecto IPAT por parte del transportador. Este mecanismo es el mismo que se propuso para remunerar los proyectos del plan de abastecimiento que se ejecuten mediante procesos de selección, como se establece en el Resolución CREG 038 de 2016.

Con el fin incentivar al transportador a ejecutar el proyecto dentro de la fecha prevista en el plan de abastecimiento de gas se propone lo siguiente:

- En el evento en que el proyecto inicie su operación real en la fecha de puesta en operación establecida en el plan de abastecimiento de gas, el transportador recibirá pagos durante un período de 25 años contados a partir de ese momento.

---

<sup>18</sup> De acuerdo con lo establecido en la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, la UPME deberá identificar los usuarios beneficiados con el respectivo.



- En caso de que la fecha de puesta en operación real del proyecto sea posterior a la fecha de entrada en operación establecida en el plan de abastecimiento de gas, el transportador recibirá pagos durante el período comprendido entre la fecha real de entrada en operación y la fecha en que se cumplan 25 años contados a partir de la fecha de entrada en operación establecida en el plan de abastecimiento de gas
- En caso de que la fecha de puesta en operación real del proyecto sea anterior a la fecha de entrada en operación establecida en el plan de abastecimiento de gas, el período de pagos iniciará a partir de ese mismo momento hasta la fecha de entrada en operación establecida en el plan de abastecimiento más 25 años. El ingreso anual a recibir durante la fecha de entrada en operación real y la fecha de entrada en operación establecida en el plan de abastecimiento será el mismo ingreso anual establecido para el período de 25 años.

En cualquier caso el transportador empezará a recibir el flujo de ingresos correspondiente a cada proyecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a la fecha de puesta en operación del proyecto.

#### **6.5.1.5. Obligaciones del transportador**

Para garantizar que el proyecto se ejecute oportunamente y que cumpla con los estándares técnicos es necesario contar con un auditor durante la etapa de construcción. También se considera necesario exigir garantía de cumplimiento por parte del transportador.

Con base en lo anterior se propone establecer las siguientes obligaciones al transportador, las cuales deberá cumplir una vez manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar un proyecto de IPAT:

- Contratar una firma auditora cuyo objeto será, entre otros, el de verificar el cumplimiento de los estándares técnicos y del cronograma del proyecto. A Auditor le reportará al Ministerio de Minas y Energía, a la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios y a la CREG.

El transportador escogerá el auditor mediante un proceso competitivo al que serán invitadas las empresas de una lista de firmas auditoras con reconocida experiencia en la ejecución de proyectos de infraestructura de ductos elaborada por el CNOG. Se propone que el CNOG establezca esta lista dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la nueva metodología de transporte.

- Constituir un patrimonio autónomo a través del cual se administrará la garantía de cumplimiento de ejecución y puesta en operación del respectivo proyecto.
- Constituir una garantía de cumplimiento a nombre del patrimonio autónomo. El transportador deberá actualizar la garantía cuando haya retrasos en el proyecto. El valor de la garantía se incrementará según la duración de los retrasos de conformidad con fórmula propuesta en la nueva metodología.

La garantía se ejecutará cuando (i) el transportador abandone el proyecto; (ii) el transportador no actualice la garantía frente a un retraso del proyecto; (iii) el transportador no corrija desviaciones técnicas del proyecto identificadas por el auditor.

Los recursos provenientes de la ejecución de la garantía de cumplimiento se trasladarán a los remitentes que se esperaban beneficiarios con el proyecto.

Estas obligaciones están en concordancia con las obligaciones propuestas para los adjudicatarios de proyectos del plan de abastecimiento de gas ejecutados mediante procesos de selección. Para mayor detalle consultar la propuesta de la Resolución CREG 038 de 2016.

#### **6.5.1.6. Capacidad de transporte asociada a proyectos de IPAT**

Dado que la remuneración de los proyectos de IPAT es a través de ingreso regulado y no de cargos máximos, el transportador no debe obtener ingresos adicionales por la contratación de la capacidad de transporte que se genere con la ejecución de un proyecto de IPAT. En ese sentido es necesario establecer (i) un mecanismo para comercializar dicha capacidad; y (ii) reglas para asignar los recursos obtenidos de esa comercialización.

En la misma línea de lo propuesto en la Resolución CREG 038 de 2016 se propone que (i) el incremento de capacidad de transporte que se pueda presentar en un tramo o grupo de gasoductos de un sistema de transporte debido a la ejecución de un proyecto de IPAT se comercialice según mecanismos que establezca la Comisión en resolución aparte; y (ii) los ingresos generados por esta comercialización se trasladen a los remitentes que pagan el ingreso regulado para remunerar el proyecto.

#### **6.5.2. Valoración de nuevas inversiones**

A continuación se detalla el mecanismo propuesto para valorar nuevas inversiones en gasoductos y estaciones de compresión. Las inversiones en geotecnia se evaluarán con la mejor información disponible.

##### **6.5.2.1. Modelo de valoración de gasoductos**

La valoración de las inversiones en gasoductos que se plantea en la nueva metodología consiste en un modelo que recoge las principales variables que determinan el costo de un gasoducto.

En principio, 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<sup>19</sup>. El concepto que se mantiene es el de tomar valores estándar de gasoductos que tienen las condiciones constructivas más sencillas como referencia. Luego, a partir de multiplicadores, estas condiciones constructivas se ajustan a las condiciones estimadas de los gasoductos que se desean valorar.

<sup>19</sup> Estas resoluciones fueron objeto de recursos de reposición. En 2012, mediante las resoluciones CREG 121, 122 y 123 se resolvieron los respectivos recursos

Ahora bien, para definir el nuevo modelo se tuvo en cuenta el estudio<sup>20</sup> que en 2014 la Comisión contrató para actualizar el valor de algunos insumos utilizados por la CREG para estimar el valor eficiente de gasoductos. Este estudio principalmente se centró en la actualización de los valores de multiplicadores utilizados en el modelo desarrollado por la Comisión en 2012, al igual que se definieron nuevas variables que afectan el costo de un gasoducto.

#### 6.5.2.2. El proceso de valoración

El procedimiento que desarrolla el modelo propuesto es el siguiente. Primero se busca la referencia del valor base, de acuerdo con un diámetro y una longitud especificados, el cual corresponde al costo en dólares de un gasoducto en las condiciones constructivas más sencillas. Este valor se toma de la matriz de costos base establecidos por longitud y diámetro, tomando como referencia el diámetro del gasoducto construido o que se desea construir y haciendo una interpolación lineal entre las dos longitudes en las que se encuentra la longitud determinada para el gasoducto. Para complementar la tabla se hizo una interpolación lineal para una misma longitud entre dos diámetros en los cuales no se contaba con información<sup>21</sup>.

Una vez establecido el valor base éste se debe actualizar. Esto, considerando que la matriz que contiene todos los valores de referencia desarrollados en el estudio de Lamberson está en dólares de marzo de 2014, fecha que denominamos fecha de valoración. Ahora, el valor de referencia se puede definir en tres aspectos de forma general: 35% a costos del acero, 40% a costos de mano de obra y el 25% restante a otros costos. Por otra parte, la actualización también depende de lo que se desee realizar, es decir, si quiero obtener la valoración de un gasoducto que quiero construir a futuro considerando los costos actuales, o si deseo valorar un gasoducto existente considerando los costos del momento de su puesta en operación. Por supuesto, la actualización de cada componente se realiza de forma diferente.

Los costos del acero son originalmente en dólares por lo que su actualización corresponde únicamente al ajuste por variación de precios del acero. La referencia de los precios del acero se tomó de Bloomberg: CDSPDRBJ Index<sup>22</sup>. Con la referencia se lleva el costo del acero a la fecha de evaluación<sup>23</sup> y luego multiplicando por la variación del PPI<sup>24</sup> de la fecha base<sup>25</sup> con respecto a la fecha de evaluación se obtiene el costo base del acero actualizado. La siguiente gráfica muestra cómo se actualiza el 35% del valor base:

<sup>20</sup> El estudio lo realizó Frank Gregory Lamberson, experto internacional en construcción de gasoductos, y se publicó mediante la Circular No. 094 de 2014. La estimación de costos realizada por el consultor Lamberson corresponde a una estimación clase III.

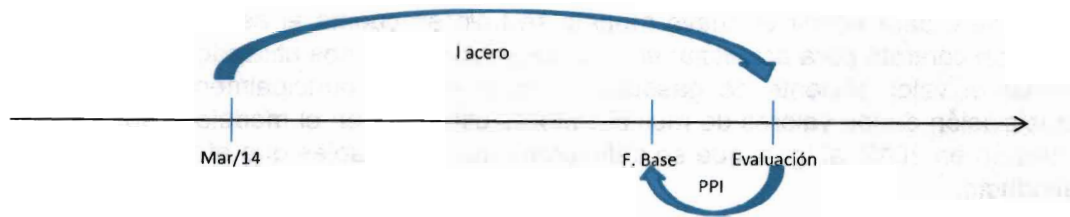
<sup>21</sup> Se incluyó con esta metodología información para diámetros de 3, 22, 26, 28, 32 y 36 pulgadas.

<sup>22</sup> Referencia Bloomberg: The data is coming from Antaike. 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.

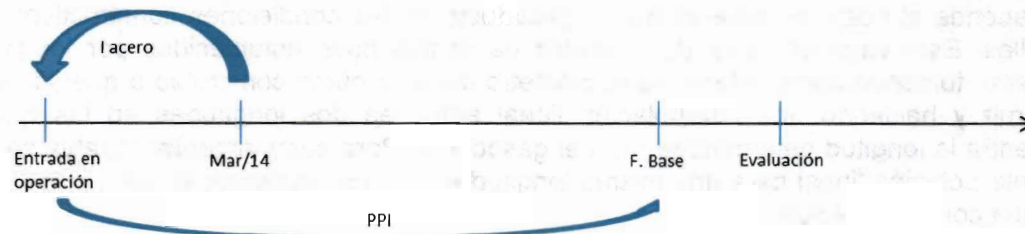
<sup>23</sup> Corresponde la fecha del momento en que se realice la evaluación.

<sup>24</sup> 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).

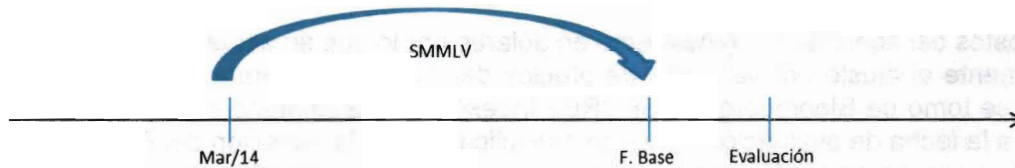
<sup>25</sup> la fecha de referencia para realizar los cálculos tarifarios y determinar flujo de ingresos con base en la información que el transportador presenta a la CREG en cada período tarifario.



En el caso que se desee evaluar un gasoducto construido<sup>26</sup>, se debe tomar en cuenta la fecha de entrada en operación en lugar de la fecha de evaluación, como se ejemplifica en la siguiente gráfica:



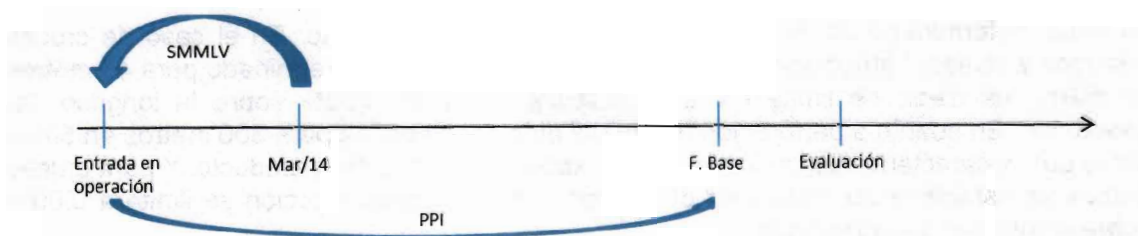
Con respecto a los costos de mano de obra, considerando que se paga en pesos colombianos, la actualización requiere primero pasar esta componente del valor base a pesos. Para esto se utiliza la TRM promedio del año de la fecha de valoración y luego se divide entre el salario mínimo mensual legal (SMML) vigente para ese año. Esto podría decirse que da un equivalente del costo de mano de obra en términos de salarios mínimos. Posteriormente se multiplica el resultado por el SMML del año de la fecha base, obteniendo el costo de mano de obra en pesos actualizado a la fecha base. Para finalizar se divide por la TRM promedio del año de la fecha base para obtener el resultado en dólares. La siguiente gráfica muestra cómo se actualiza el 40% del valor base:



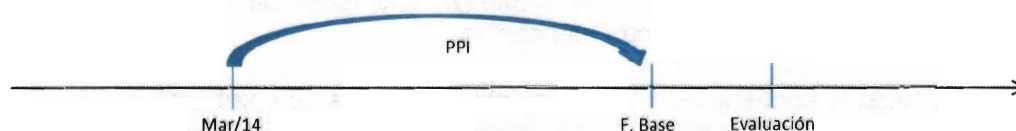
En caso de que se desee evaluar un gasoducto existente, la actualización de los costos de mano de obra se debe hacer es con respecto al año de entrada de operación del mismo. Es decir, el procedimiento anterior reemplazando la información del año de la fecha de valoración por la del año de entrada en operación. Una vez los costos estén en dólares del año de entrada en operación, para dejarlos en dólares del año base se actualizan con la variación del PPI<sup>24</sup> entre estas dos fechas. El ejemplo se ilustra a continuación:

<sup>26</sup> De acuerdo con la información disponible del índice del acero se pueden valorar gasoductos construidos de 2003 en adelante.





Por último, el 25% restante del valor base considerando como otros costos simplemente se actualiza multiplicando por la variación del PPI de la fecha base con respecto a la fecha de valoración, como se muestra en la siguiente gráfica:



Una vez actualizado el valor base a dólares de la fecha base, el siguiente paso consiste en ajustar dicho valor de acuerdo con las características de construcción que afecten el gasoducto que se desea valorar. La caracterización está dada para 10 variables que identifican particularidades de la construcción de un gasoducto que modifican el costo base. Estas son: tipo de suelo, tipo de vegetación, técnicas usadas para manejo de nivel freático, clase de localidad, tipos de cruces de cuerpo de agua, cruces sísmicos, terreno cultivado, inclinación del terreno, utilización de doblejunta y construcción en área congestionada. Del estudio de Lamberson se obtiene la matriz de multiplicadores definida por diámetro aplicable a cada km de gasoducto que presente esa característica especial. El modelo verifica cuantos kilómetros de gasoducto presenta cada una de las características, e incrementa el costo base en la proporción de la longitud del gasoducto que le aplica la condición. Para un mejor entendimiento veamos el siguiente ejemplo para la variable vegetación. Un gasoducto de 6 pulgadas de determinada longitud está principalmente construido en estepa seca, pero atraviesa un terreno de selva subtropical que corresponde al 20% del gasoducto.



De acuerdo con la matriz de multiplicadores de caracterización<sup>27</sup> construir en terreno con selva subtropical implica un 71% de mayor costo respecto del caso base, es decir, su multiplicador es 1,71. Según el caso expuesto, esta caracterización implica que el 20% del gasoducto presenta este mayor costo. Por tanto, el valor base (actualizado) se debe incrementar en 34,2% para incorporar el mayor costo por vegetación (corresponde a multiplicar 1,71 por 0,2).

Este concepto se aplica a las demás variables de caracterización. No obstante, se debe resaltar que para las variables de cruces sísmicos y tipos de cruces de cuerpos de agua, considerando que estas caracterizaciones implican un costo demasiado alto, se establece

<sup>27</sup> Ver tabla 3 del Anexo 1 de la Resolución que soporta el presente documento.



un límite determinado por la información brindada por el experto. En el caso de cruces sísmicos y zanjas, Lamberson define que el mayor costo está determinado para 45 metros en 50km, es decir, se limita en la caracterización a un 0,09% sobre la longitud del gasoducto. En cuanto a perforación horizontal dirigida, se define para 300 metros en 50km por lo que la caracterización se limita a 0,6% sobre la longitud del gasoducto. Y para cruces aéreos se establece 30 metros en 50km por lo que la caracterización se limita a 0,06% sobre la longitud del gasoducto.

Una vez el valor base se actualiza de acuerdo con la caracterización del gasoducto que se está valorando a éste valor se le suma el costo estándar de las conexiones según la tabla definida en el estudio por Lamberson. Dicha tabla contiene la información en dólares de la fecha de valoración por lo que se debe actualizar a la fecha base con PPI para poder sumarse al valor base actualizado con caracterización.

El modelo propuesto contiene además un ajuste por costos de combustible. Es un nuevo punto que se tiene en cuenta en este modelo incluido en el estudio realizado por Lamberson. Allí se establece que los valores de costos base están estimados con un costo de combustible de 4,5 Usd/galón. En ese orden de ideas se debe comparar el costo del combustible en Colombia al momento de valoración, o al momento de entrada en operación según sea el caso, y ajustar el valor base actualizado con caracterización más conexiones en un porcentaje por cada dólar de diferencia con respecto a los 4,5 Usd/galón.

Recapitulando, se obtiene la valoración del gasoducto partiendo del valor base, actualizándolo según se valore si es un gasoducto existente o si se desea construir, restablecido posteriormente según la caracterización, adicionando el costo de conexiones y finalmente ajustado por costo del combustible.

En todo caso, cabe destacar que éste resultado corresponde a una estimación de costos clase 3 según la clasificación de costos generalmente aceptada ingeniería. 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.

#### **6.5.2.3. Valoración de compresores**

Para la valoración de nuevas estaciones de compresión se propone utilizar los valores de referencia presentados a la CREG por experto internacional para distintas potencias y para estaciones recíprocantes y centrífugas<sup>28</sup>. Estos valores harán parte de la nueva metodología de remuneración de tal forma que antes de hacer una solicitud a la CREG el transportador puede estimar el valor de una estación de compresión según su tamaño y tipo de tecnología (i.e. recíprocante o centrífuga).

Se propone que a los valores de referencia se les aplique el esquema de "menú de contratos" descrito en el numeral 6.5.2.4 del presente documento.

#### **6.5.2.4. Menú de contratos**

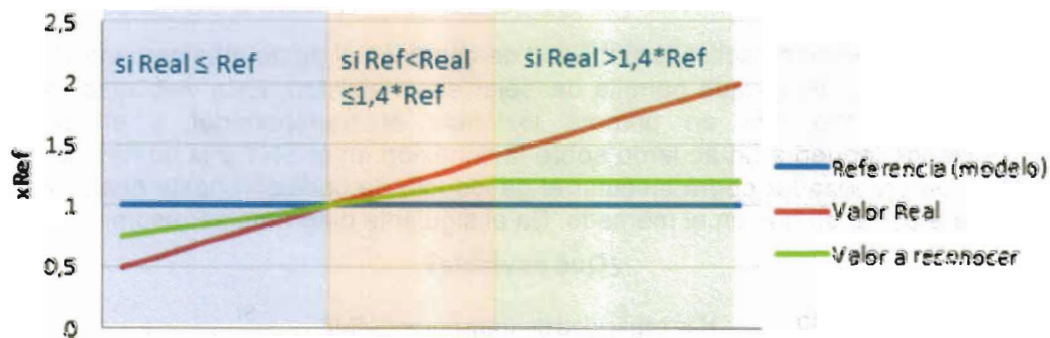
<sup>28</sup> Estudio realizado por Calvin Pieter Oleksuk, experto internacional en construcción de estaciones de compresión. El estudio se publicó mediante la Circular No. 081 de 2014.



La propuesta contenida en la Resolución que soporta el presente documento establece que para la valoración de gasoductos nuevos se definirá un menú de contratos. Esto implica que previo a la construcción de un gasoducto o de una estación de compresión la CREG determinará el valor eficiente de los activos a partir del valor de referencia obtenido con el modelo de valoración.

En concordancia con los numerales 6.5.2.1 y 6.5.2.3 del presente documento el resultado del modelo tiene una variación en el rango bajo de -10% a -20% y de +10% a +30% en el rango alto. En ese sentido, se propone dar un incentivo a los transportadores para disminuir sus costos y quedar por debajo del valor de referencia obtenido con el modelo. De esta forma, una vez construido el gasoducto se hace la comparación de los costos reales de los activos con respecto al valor de referencia obtenido con el modelo.

En caso de estar por debajo del valor de referencia del modelo el ahorro se comparte por partes iguales entre la demanda y el transportador. En caso de superar el valor de referencia del modelo se reconoce la mitad del mayor costo cuando el valor real está entre el 100% y el 140% con respecto al valor de referencia del modelo. Si se llegara a dar el caso de un mayor costo superior al 40% del valor de referencia del modelo la Comisión reconocerá el 120% del valor de referencia como costos de inversión para respectivo activo. La siguiente gráfica ilustra lo anterior.



En el caso de los gasoductos la CREG publicará un aplicativo en su página web que servirá como herramienta de referencia para que los participantes del mercado hagan sus estimaciones preliminares. En el caso de estaciones de compresión los participantes del mercado podrán utilizar la información del anexo 2 del proyecto de resolución.

### 6.5.3. Gasoducto de conexión

En la resolución CREG 126 de 2010 se establece una señal para conectar nuevas fuentes de producción con el SNT, a través de los llamados gasoductos de conexión.

Como se establece en la Resolución CREG 126 de 2010 el productor-comercializador o el agente importador puede construir un gasoducto de conexión desde la fuente de producción o el punto de importación hasta el SNT o hasta un sistema de distribución no conectado al SNT, bajo la consideración que el punto de entrada, existentes o nuevo, deberá ser el más

D

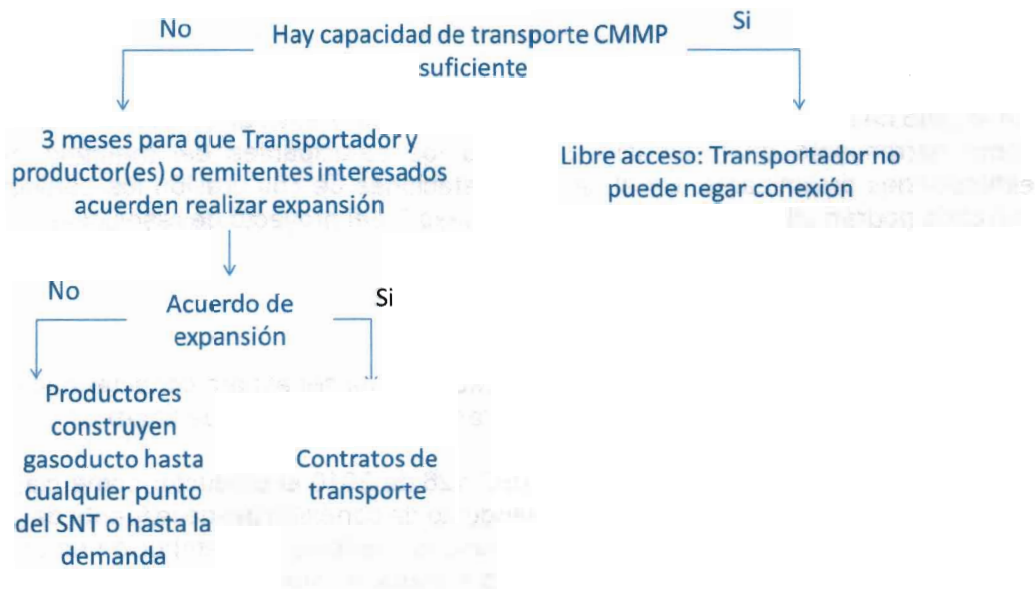
cercano a la fuente de producción o al punto de importación, donde sea técnicamente viable la conexión. En la siguiente gráfica se presenta el esquema del gasoducto de conexión.



Respecto a los resultados de la aplicación de la definición del gasoducto de conexión se han encontrado oportunidades de mejora, dado que han existido casos en los que el transportador de la zona y el productor no han llegado a un acuerdo para realizar la conexión en el punto más cercano entre el campo y el SNT para permitir a la demanda beneficiarse del nuevo gas.

Dado que hay inquietudes sobre la viabilidad de conexión al punto más cercano al SNT se propone un procedimiento que permita despejar esa viabilidad. Esta viabilidad se puede despejar permitiendo que en primera instancia el transportador y el productor-comercializador lleguen a un acuerdo sobre la conexión en el SNT y si no hay acuerdo el productor-comercializador podrá ejecutar el gasoducto de conexión hasta cualquier punto del SNT para poner su gas en el mercado. En el siguiente diagrama se resume lo anterior.

**¿Qué es viable?**



A continuación se hace comparación entre las disposiciones de la Resolución CREG 126 de 2010 y la propuesta.

Ajustes en la disposiciones sobre el gasoducto de conexión		
Resolución actual	Efecto	Propuesta de ajuste
Restringe la ubicación del punto de entrada al STN como el más cercano al punto de producción	Se podrían generar barreras de entrada de nuevas fuentes debido a la ubicación del punto de entrada al STN	Gasoducto desde la fuente de producción o el punto de importación hasta el SNT o hasta un sistema de distribución no conectado al SNT o hasta el sitio de demanda

#### 6.5.4. Activos que cumplen vida útil normativa

La vida útil normativa incluye una señal al transportador para que aun cuando el periodo considerado en la remuneración de la infraestructura sea de 20 años, al cumplir este periodo de tiempo el activo en muchos casos tiene una vida útil mayor y se conserve bajo las condiciones de integridad que le permitan, en caso de que el transportador decida mantenerlo operando, hacerlo con la seguridad y confiabilidad mínimas requeridas.

En la práctica este aspecto es producto de la experiencia y sintonización del valor a reconocer en la tarifa cuando cumple los 20 años de vida económica y el transportador continúa operando el activo (i.e. valor VAO establecido en Res. CREG 126 de 2010), frente a los requerimientos de reemplazo de infraestructura. Se pueden presentar dos situaciones:

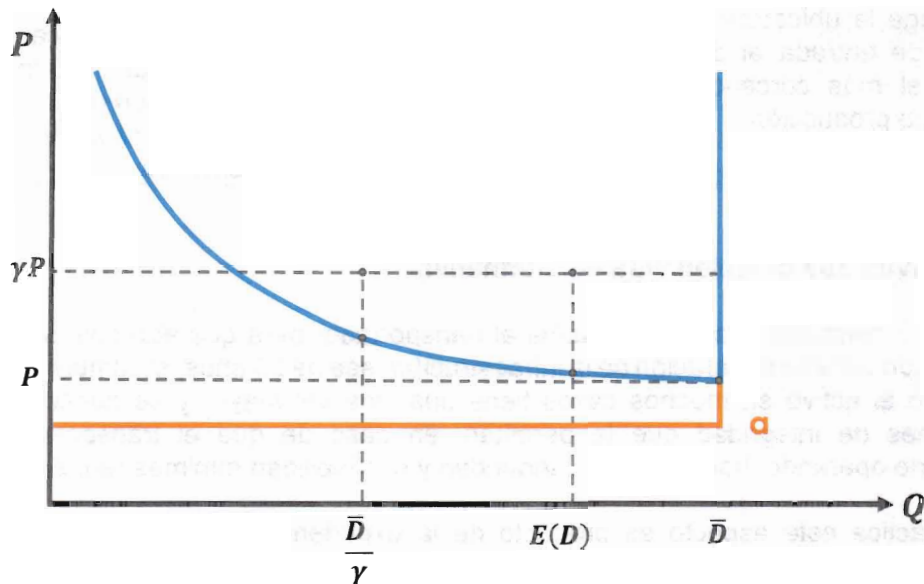
- Si el valor VAO es alto versus las realidades operativas de cambio de infraestructura habrá una renta adicional para el transportador que lo motivará a no reemplazar oportunamente los activos que cumplieron la vida útil debido a que aun cuando han pasado 20 años de servicio del activo puede que la tarifa incluso suba sin requerir adelantar ningún tipo de inversión, salvo los requerimientos de mantenimiento e integridad generales.
- Si el valor VAO es bajo versus las realidades operativas de cambio de infraestructura el transportador preferirá cambiar la infraestructura permitiendo no perder e incluso mejorar el perfil de ingresos asociados a la inclusión tarifaria de la nueva infraestructura. Esta señal puede llevar a que aun existiendo infraestructura que pueda operar un mayor periodo de tiempo sea reemplazada de manera prematura generando un costo adicional a los usuarios.

Un análisis de la duración física de los ductos señala que dependiendo de las condiciones de uso, los activos pueden durar hasta 50 años. Esta posibilidad sugiere la necesidad de realizar un análisis económico que permita modelar el valor eficiente a reconocer a un activo que cumple su vida útil normativa de 20 años (i.e. que se remunera en 20 años) pero que tiene una vida útil mayor. A continuación se presenta este análisis.

Suponga un gasoducto ya construido que para atender una demanda  $D$  implicó una inversión  $K(D)$ . Su curva de costos medios abajo representa el comportamiento típico de un monopolio natural, cuyo costo medio es decreciente. Si bien la demanda media anual

que se esperaba cuando el mercado estuviera maduro era  $E(D)$ , ante la variabilidad de corto plazo de la demanda resultó óptimo construir una capacidad pico superior  $\bar{D}$ <sup>29</sup>.

En la gráfica también se muestran los gastos de AOM,  $a$ , representados por la línea horizontal.



En la anterior gráfica  $\bar{D}$  representa la capacidad máxima del gasoducto y  $\frac{\bar{D}}{\gamma}$  representa la demanda eficiente con la cual se calcula el cargo regulado  $\gamma P$ . Si se asume que la demanda eficiente es el 50% de la capacidad del gasoducto, es decir el factor de uso mínimo es del 50%, entonces  $\gamma = 2$ . También se asume que la demanda media anual esperada por el transportador en la madurez del gasoducto (que no era observable directamente por el regulador en el momento en que se hizo el proyecto) será  $E(D)$ .

Suponiendo que la capacidad existente sigue siendo útil (i.e. que no es socialmente óptimo volver a construir), es posible derivar condiciones para estimar la remuneración socialmente óptima para un gasoducto que haya cumplido su vida útil normativa de 20 años. Para esto es necesario hacer algunos supuestos sobre cómo continuará prestando el servicio dicho gasoducto a partir del año 20, así:

- Tras 20 años, la demanda media anual madura  $E(D)$  es ya conocida por el regulador.
- No se consideran mejoras o modificaciones al gasoducto existente:
  - El gasoducto no se reemplazaría (i.e. construir uno nuevo) si el transportador proyecta una caída en la demanda.
  - No se consideran ampliaciones.
- Los costos reales de AOM a partir del año 20 pueden ser distintos a los costos de AOM dentro de los primeros 20 años.

<sup>29</sup> Es de anotar que la demanda media anual en los inicios de un proyecto puede ser inferior a la demanda media anual en su madurez, de manera que el factor de utilización promedio en sus primeros veinte años sea inferior al que tenga en los años 15-20, o en los años posteriores al 20.

Con estos supuestos, si el transportador decide reemplazar el gasoducto, lo haría por uno de igual capacidad. El valor presente neto de la remuneración para este gasoducto ya maduro en los siguientes 20 años de vida regulatoria se puede representar mediante la siguiente expresión<sup>30</sup>:

$$VPN = -(1 + \sigma) * K(\bar{D}) + \eta(r) * \frac{[(r+\delta)*K(\bar{D})+(A-a)]}{\frac{\bar{D}}{\gamma}} * E(D)...(\text{Ecuación 1})$$

Donde  $\sigma > 0$  refleja los costos y riesgos adicionales asociados a la gestión y desarrollo del nuevo gasoducto, que no se incurren si el capital ya está instalado;

$$\eta(r) = 1 + \frac{1}{(1+r)^1} + \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{1}{(1+r)^{19}}$$

es el factor de descuento del flujo de los 20 años, y

$VPN$ :	Valor presente neto
$K(\bar{D})$ :	Inversión nueva en función de la capacidad $\bar{D}$
$r$ :	Tasa de descuento
$\delta$ :	Tasa depreciación
$E(D)$ :	Valor esperado de demanda media anual en proyecto maduro (conocido para un escenario base de referencia)
$A$ :	AOM reconocido
$a$ :	AOM real de un gasoducto nuevo (no observado directamente por el regulador)
$\gamma$ :	Inverso del factor de uso
$\bar{D}$ :	Capacidad máxima del gasoducto

Por otro lado, el regulador puede ofrecerle reconocer de nuevo una fracción  $\theta$  del capital que tendría que invertir el transportador en la construcción, sin necesidad de construir un nuevo gasoducto. Para el transportador esto representa un valor presente neto dado por

$$VPN = 0 + \eta(r) * \frac{[(r+\delta)*\theta K(\bar{D})+(A-\tilde{a})]}{\frac{\bar{D}}{\gamma}} * E(D)...(\text{Ecuación 2})$$

Donde

$\tilde{a}$ :	AOM real de un gasoducto con 20 años de antigüedad
$\theta$ :	Porcentaje del valor a nuevo en el año 20

<sup>30</sup> Debe notarse que la metodología de remuneración propuesta no se basa en un método de depreciación. Sin embargo para efectos de este ejercicio se considera que una metodología de remuneración basada en depreciación es equivalente, en el largo plazo, a la metodología propuesta. En ese sentido el cálculo de flujo de ingresos basada en depreciación se considera una buena aproximación. Para efectos de simplificar no se consideran otros gastos distintos de gastos de AO&M.

Sin embargo, bajo los supuestos, lo deseable es no construir a nuevo un gasoducto que se puede seguir operando. Para despejar el valor de  $\theta$  se debe establecer la condición de que el valor presente neto obtenido con la ecuación 2 sea mayor o igual al valor presente neto obtenido con la ecuación 1. Esta condición garantiza que el valor presente neto para el transportador sea mayor cuando no construya a nuevo el gasoducto y lo continúe operando bajo estándares de integridad y seguridad.

Con base en lo anterior igualamos la ecuación 1 y la ecuación 2 para despejar el valor de  $\theta$ , el cual debe ser una fracción positiva del valor de  $K(\bar{D})$ , obteniendo la siguiente expresión:

$$\theta \geq 1 + \frac{\left(\frac{a}{K(\bar{D})}\right) * \left(\frac{\tilde{a}}{a} - 1\right) - \left(\frac{1 + \sigma}{\eta(r)}\right) * \left(\frac{\bar{D}/\gamma}{E(D)}\right)}{r + \delta}$$

El comportamiento de la fracción theta ( $\theta$ ) se puede simular para distintos valores de  $r$  y calibrando con lo observado en el sistema en las demás variables. En la siguiente tabla se muestran dos escenarios extremos: uno donde se asume que la demanda eficiente con la cual se calcula el cargo regulado,  $\gamma P$ , es  $\frac{\bar{D}}{\gamma} = E(D)$  y otro con  $\gamma = 2$  que corresponde a la utilización del 50%.

Escenario	Relación entre demanda mínima aceptable y demanda observada	Tasa de descuento (WACC)
	$\frac{\bar{D}/\gamma}{E(D)}$	$r$
$\frac{\bar{D}}{\gamma} = E(D)$	100%	Sensibilidad desde 7% hasta 18%
$\gamma = 2$	71%	Sensibilidad desde 7% hasta 18%

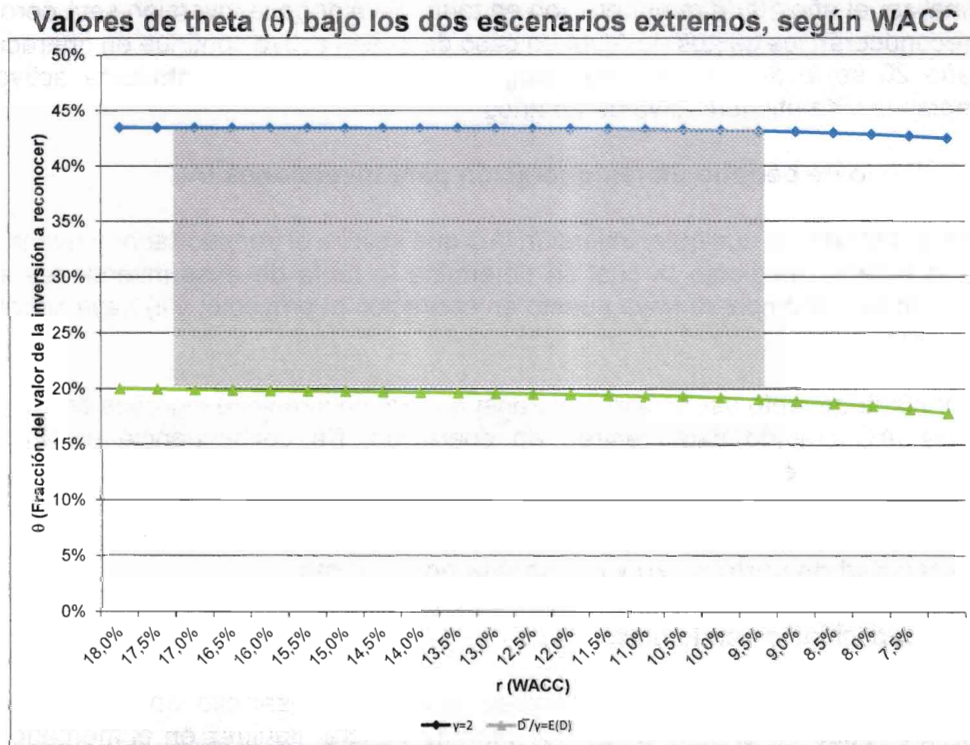
En las demás variables se asumen los siguientes valores:

AOM/ inversión	Incremento de AOM	Depreciación	Riesgo de gestión y desarrollo
$\frac{a}{K(\bar{D})}$	$\frac{\tilde{a}}{a} - 1$	$\tilde{\delta}$	$\sigma$
4,8%	10%	5%	20% [1]



[1] Cifra propuesta según lo observado en los valores adjudicados vs. los valores de unidades constructivas para infraestructura del sistema de transmisión nacional, STN, y del sistema de transmisión regional, STR, del sector eléctrico durante 2004 a 2015.

En el siguiente gráfico se muestran los resultados de  $\theta$  para los dos escenarios extremos.



A partir de los resultados de la simulación, porcentajes de  $\theta$  entre 20% y 40% son razonables para lograr el incentivo socialmente eficiente, según se muestra en el área gris del gráfico anterior. Para la nueva metodología se propone considerar un valor de  $\theta$  igual a 30%.

### 6.5.5. Periodo de remuneración

De acuerdo con lo indicado en la sección 6.2 del presente documento en esta parte se expone el detalle de los siguientes dos ajustes en la forma como se remunerarán los proyectos que presenten las empresas en la solicitud tarifaria y la CREG apruebe en tarifa:

#### 6.5.5.1. Duración del periodo de remuneración de nuevas inversiones IAC

En el cálculo tarifario de las inversiones IAC que soliciten los transportadores que se remuneren en 10 años y que la CREG apruebe hay los siguientes ajustes, frente a la actual metodología:

- El horizonte de las demandas esperadas de capacidad y de volumen que se utilizará para estas inversiones corresponde a 10 años.
- La tasa de descuento que se utilizará para estimar la remuneración de esas inversiones será una tasa de descuento particular al horizonte de los 10 años.
- Al finalizar el año 10 de remuneración en tarifa el valor de la inversión será cero y sólo se reconocerán los gastos de AOM en caso de que el activo continúe en operación. En el año 20 se le aplicará la metodología vigente en su momento para activos que cumplan la vida útil normativa de 20 años.

#### 6.5.5.2. Inicio de periodo de remuneración para inversiones IAC

En el cálculo tarifario de cualquier inversión IAC que solicite el transportador y que la CREG apruebe la fórmula mediante la cual se determina la tarifa de esas inversiones sólo se activará cuando i) la empresa haya puesto en operación el proyecto, y ii) haya solicitado el ajuste tarifario.

El anterior planteamiento asegura que el transportador solo recibirá ingresos de las nuevas inversiones IAC cuando estas entren en operación. En consecuencia el periodo de remuneración, bien sea de 10 o 20 años, empezará a contarse desde la fecha de entrada en operación.

#### 6.5.6. Capacidad de corto plazo y estampilla por sistema

##### 6.5.6.1. Capacidad de corto plazo

Existen elementos cualitativos que permiten motivar el desarrollo de un espacio para contratar capacidad en el corto plazo que permita generar liquidez en el mercado. Dicha liquidez es un elemento fundamental en el desarrollo y motivación a conectar nuevas fuentes de suministro. Por ello la Comisión analizó diferentes esquemas sobre los cuales es factible lograr dicho objetivo.

En primera instancia estaba la opción de considerar el esquema de transportador común (*common carrier*), el cual se caracteriza por:

- Proyección demanda a través de agente centralizado
- Riesgo de demanda se traslada a los usuarios
- Requiere contratos de uso

Sin embargo esta alternativa no ofrece incentivos adecuados para el desarrollo de nueva capacidad o expansión de la existente pues no hay certeza de su uso. Adicionalmente la planeación realizada por la Unidad de Planeación Minero Energética es indicativa, salvo las iniciativas para proyectos específicos del plan de abastecimiento de gas.

Un elemento complementario a ello es que no cuenta con contratos de capacidad de transporte, de tal manera que usualmente cuando no existe capacidad suficiente se prorroga entre los interesados.





La alternativa actual de transportador por contrato (*contract carrier*) implica una expansión asociada a los contratos firmados entre los remitentes y el agente transportador y un riesgo de demanda ajustado por el factor de utilización por parte del agente transportador. Sin embargo dado que existen tramos que se llegan a contratar al 100% la liquidez en esas zonas está sujeta al mercado secundario, el cual por lo observado en los últimos años no se ha consolidado acorde con las expectativas transaccionales.

En tal sentido se propone una solución intermedia, donde el 90% de la capacidad de los tramos de gasoductos la comercialice el transportador directamente con sus remitentes y el 10% se comercialice mediante instrumentos de corto plazo que definirá la Comisión como parte de las reglas de comercialización de capacidad de transporte. Esta medida aplicará cuando entren en vigencia los cargos aprobados con la nueva metodología.

Para la aplicación de la anterior medida es necesario establecer reglas que permitan disponer de hasta el 10% de la capacidad de cada tramo al momento de aprobar los nuevos cargos regulados.

#### **6.5.6.2. Estampilla por sistema**

Así mismo se propone remunerar el 10% de la capacidad a través de un cargo estampilla que asume toda la demanda del respectivo sistema. El 90% restante de la capacidad se remunera a través de cargos por distancia.

La estampilla corresponderá al 10% de la inversión de los gasoductos troncales de cada sistema de transporte. Cabe anotar que la anterior estampilla es independiente de las estampillas que se puedan establecer para remunerar los gasoductos ramales.

El transportador recaudará los ingresos obtenidos a través de esta comercialización y trasladará a los remitentes, vía tarifa, la diferencia entre los ingresos obtenidos con la estampilla que remunera el 10% de la capacidad y los ingresos obtenidos de la comercialización del 10% de la capacidad. Es decir, el transportador siempre obtendrá el ingreso esperado asociada a la estampilla que remunera el 10% de la capacidad.

#### **6.5.7. Gastos de AOM en compresión**

Los gastos de AOM en estaciones de compresión se pueden catalogar en dos grandes rubros: (i) gastos fijos tales como costos en lubricantes y mantenimientos mayores (*overhauls*); y (ii) gastos en combustible o la energía requerida para comprimir el gas. En la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 todos estos gastos se reconocen como un gasto fijo.

De los valores reconocidos en 2010 para el mayor sistema de transporte del país se observa que en promedio cerca del 70% de los gastos de AOM anuales en compresión, sin incluir gastos de mantenimientos mayores que se presentan cada 4 o 5 años, corresponden a gastos en combustible y el 30% a los gastos fijos. Así mismo, el valor de este 70% corresponde en promedio al 13% del valor de la inversión reconocida en compresión.

De acuerdo con datos reportados por el transportador se observa que para el período 2011 a 2014 el gasto real en combustible para estaciones de compresión fue en promedio el 30% del valor reconocido en los cargos.

Lo anterior sugiere reevaluar la forma como se reconocen los gastos en combustible o la energía para comprimir el gas.

Se propone reconocer los gastos en combustible o energía para comprimir el gas como un costo variable que se traslada al usuario en la medida en que se utilice el combustible o la energía en las estaciones de compresión. Es decir, este costo se convertiría en un *pass-through* para la demanda. Esto implica determinar mensualmente la cantidad de combustible o energía utilizada y valorarla a un precio dado.

Para valorar el combustible o la energía se propone tomar los siguientes precios:

- Cuando se trata de gas: tomar el promedio ponderado por cantidades, de los precios de los contratos firmes de las fuentes de suministro de gas natural en la que el respectivo transportador adquirió parcial o totalmente el gas para compresión, negociados el año inmediatamente anterior en aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Este precio lo publicará el gestor del mercado en dólares americanos por MBTU y el transportador lo expresará en pesos corrientes con la TRM del último día del mes m-1.

En caso de que el transportador adquiera todo el gas para compresión en el mercado secundario, se utilizará el promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes de todas las fuentes de suministro de gas natural, negociados el año inmediatamente anterior en aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos en el Artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013.

- Para el caso de estaciones de compresión que comprimen el gas utilizando energía eléctrica el transportador tomará el menor valor entre (i) el último precio regulado del kWh publicado por el comercializador incumbente de la zona para los usuarios del nivel de tensión al que se conecte la respectiva estación de compresión y (ii) el precio por kWh negociado por el transportador con el comercializador que le preste el servicio de energía para operar la respectiva estación de compresión. Este precio estará expresado en pesos por MBTU.

#### **6.5.8. Costos del servicio de transporte para el remitente**

En concordancia con los ajustes propuestos en los numerales anteriores, es necesario ajustar la fórmula que establece el costo de prestación del servicio de transporte para los remitentes. La nueva fórmula debe incorporar las variables de ingreso regulado asociadas a proyectos del plan de abastecimiento de gas que ejecute el transportador (i.e. proyectos de IPAT) y los costos variables de compresión que se convierten en un *pass-through* para la demanda.



### 6.5.9. WACC

En el anexo 1 del este documento se presentan los análisis realizados para actualizar las tasas de descuento aplicables a la actividad de transporte de gas. Esta actualización de tasas se realizó con base en la metodología de la Resolución CREG 095 de 2015.

## 7. ANÁLISIS DE INCENTIVOS

La propuesta contiene varios elementos que contribuyen al logro de los retos planteados en el numeral 5 del presente documento, como se muestra en la siguiente tabla.

Instrumento propuesto	Efecto esperado
Remuneración en 10 años para inversiones IAC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Liberar cuellos de botella en transporte cuando no hay demanda asegurada en el largo plazo.</li> <li>• Poner más gas en el SNT en zonas donde no existe infraestructura de transporte y la expectativa de producción es de corto plazo.</li> </ul>
Ajustes en la definición de gasoducto de conexión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo de la infraestructura de transporte requerida para poner más gas en el SNT. Este desarrollo lo hará el transportador o en su defecto el productor-comercializador.</li> </ul>
Tener disponible el 10% de la capacidad de cada tramo troncal para comercializar según reglas que adopte la CREG.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generar liquidez en el mercado de capacidad de transporte.</li> <li>• Generar liquidez en el mercado secundario de suministro de gas.</li> <li>• Prevenir acaparamientos de capacidades de transporte.</li> </ul>
Ingreso regulado para remunerar proyectos IPAT	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Que el transportador ejecute los proyectos IPAT de manera oportuna.</li> </ul>
Remunerar el combustible real consumido por estaciones de compresión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La demanda va a remunerar el combustible efectivamente consumido por las estaciones compresoras.</li> </ul>
Modelo de valoración de gasoductos y estaciones de compresión.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mitigar la incertidumbre a los agentes al tomar la decisión de inversión, frente a lo que se reconocería por parte del regulador.</li> </ul>

Instrumento propuesto	Efecto esperado
Menú de contratos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejorar los tiempos de expedición de cargos.</li> <li>• Mejorar la señal de eficiencia en las inversiones que se acometan.</li> <li>• Compartir riesgo de inversión entre la demanda y el transportador.</li> </ul>

## 8. IMPACTOS DE LA PROPUESTA

### 8.1. Actualización de la tasa de remuneración (WACC)

Las nuevas tasas de remuneración, presentadas en el anexo 1 de este documento, son menores a las establecidas en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010. Esta disminución en las tasas tiene un efecto directo en el valor de los cargos regulados para cada sistema de transporte.

Estimativos preliminares indican que en los principales sistemas de transporte (i.e. Promigas y TGI) en promedio los cargos podrían bajar entre un 17% a 22%. Para este estimativo se consideraron los valores de las nuevas tasas y las demás variables del cálculo tarifario (i.e. demandas, inversiones y AOM) se dejaron como se adoptaron en las resoluciones de cargos vigentes.

### 8.2. Cargos que remuneran inversiones

De acuerdo con la propuesta se pueden identificar dos tipos de inversiones que tienen efectos distintos en los cargos regulados, a saber:

- Inversiones IAC que ejecuta el transportador respaldadas con contratos de transporte.

Estas inversiones se incluyen en los cargos regulados cuando tienen la debida justificación con incremento de demanda. En ese sentido no se esperaría mayor impacto en los nuevos cargos.

- Inversiones de IPAT

Estas inversiones pueden corresponder a proyectos de confiabilidad o estratégicos para el mercado de gas, o a proyectos de ampliación de capacidad de transporte para atender mayor demanda, según consideraciones del Ministerio de Minas y Energía al momento de adoptar el plan de abastecimiento de gas.

Si el proyecto no implica aumento de la demanda (e.g. proyecto de confiabilidad) se esperaría un incremento en el costo del transporte.

Si el proyecto implica aumento en la demanda no se esperaría mayor impacto en los nuevos cargos. En todo caso, el impacto dependerá del valor de las inversiones y de las demandas.

## FIGURA

### 8.3. Cargos que remuneran los gastos de AOM

Con excepción del mecanismo para remunerar el costo del combustible en las estaciones de compresión, la propuesta mantiene los mismos elementos para evaluar la eficiencia en los gastos de AOM establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010. En ese sentido no se esperarían mayores cambios en los valores del AOM a considerar en los nuevos cargos.

### 8.4. Cargo estampilla del 10%

La propuesta contenida en la resolución que soporta este documento contempla establecer una estampilla para remunerar el 10% de la inversión de gasoductos troncales en cada sistema de transporte.

Al aplicar una estampilla del 10% considerando unas parejas 80/20 y un análisis *ceteris paribus* en el resto de variables, en el sistema de transporte de la Costa aumentaría la tarifa de transporte en un 2,3% en Barranquilla y disminuiría un 1,5% en Cartagena cuando el gas proviene de Ballena.

Para el interior con gas proveniente de Cusiana, al aplicar una estampilla del 10% considerando las parejas 80/20 y un análisis *ceteris paribus* en el resto de variables, la tarifa de transporte aumentaría en un 3% en Bogotá y disminuiría un 4% en Cali.

## 9. Anexo 1 CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO PARA TRANSPORTE DE GAS NATURAL

### 9.1. Cálculo de la tasa de descuento en pesos

De conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG 095 de 2015, la fórmula general para la estimación de la tasa de descuento, en pesos constantes y antes de impuestos, es la siguiente:

$$TD_{cop,a,t} = \frac{WACC_{cop,a,t} - \pi_{cop,t}}{1 + \pi_{cop,t}} \quad (1)$$

En la misma resolución se establece que:

$$WACC_{cop,a,t} = W_d * Kd_{cop,t} + \frac{W_e * Ke_{cop,a,t}}{(1 - Tx)} \quad (2)$$

Al remplazar (2) en (1) se tiene la siguiente fórmula:

$$TD_{cop,a,t} = \frac{W_d * Kd_{cop,t} + \frac{W_e * Ke_{cop,a,t}}{(1 - Tx)} - \pi_{cop,t}}{1 + \pi_{cop,t}} \quad (3)$$

Donde,

$TD_{cop,a,t}$	Tasa de descuento antes de impuestos y en pesos constantes para la actividad $a$ , en el momento $t$ .
$WACC_{cop,a,t}$	Costo promedio ponderado de capital en pesos corrientes y antes de impuestos para la actividad $a$ , en el momento $t$ .
$W_d$	Ponderador para el costo de la deuda.
$W_e$	Ponderador para el costo del capital propio.
$Tx$	Tasa de impuestos aplicable para efectos del cálculo.
$\pi_{cop,t}$	Promedio de la expectativa de inflación en el momento $t$ .
$Kd_{cop,t}$	Costo de la deuda en pesos en el momento $t$ .
$Ke_{cop,a,t}$	Costo del capital propio en pesos, equivalente al costo del capital propio en dólares, para la actividad $a$ , en el momento $t$ .
$a$	Transporte de gas natural.
$t$	Mayo 31 de 2016.

A continuación se calculan, en donde sea necesario, y se presentan los valores de cada uno de los parámetros requeridos en el cálculo.

#### 9.1.1. Estructura de capital

En la Resolución CREG 095 de 2015 se definen los valores de la estructura de capital de la siguiente forma:

	2016	2017	2018	2019+
$W_d$	40%			
$W_e$	60%			

### 9.1.2. Tasa de impuesto para efectos de cálculo

En la Resolución CREG 095 de 2015, la tasa de impuestos aplicable, para efectos de cálculo, se define como la suma de: i) el valor correspondiente al impuesto sobre la renta, ii) el valor correspondiente a la tasa del CREE y iii) el valor correspondiente a la sobretasa del CREE de acuerdo con los elementos que de dicho tributo establece la Ley 1739 de 2014 y sus decretos reglamentarios, que se encuentren vigentes en Colombia para la fecha de cálculo.

Considerando lo anterior se tiene entonces, que de acuerdo a la normatividad vigente, la tasa aplicable es:

	2016	2017	2018	2019+
Renta	25%	25%	25%	25%
CREE	9%	9%	9%	9%
Sobretasa CREE	6%	8%	9%	0%
$T_x$	40%	42%	43%	34%

### 9.1.3. Expectativa de inflación

En la Resolución CREG 095 de 2015 se define el promedio de la expectativa de inflación como el promedio aritmético de los diferenciales entre las tasas, del plazo de 3650 días, de las curvas cero cupón de los títulos de tesorería TES COP y TES UVR, que se obtienen a partir de la información que es publicada por Infovalmer. Cada uno de los diferenciales se calcula de la siguiente manera, en donde  $i$  es cada una de las fechas para las que existe información:

$$\pi_{cop,i} = \frac{1 + Tasa\ TES\ COP_i}{1 + Tasa\ TES\ UVR_i} - 1 \quad (4)$$

El cálculo de este parámetro arroja el siguiente resultado:

	2016	2017	2018	2019+
$\pi_{cop,t}$	4.17%			

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de este parámetro se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

### 9.1.4. Costo de la deuda

En la Resolución CREG 095 de 2015, el costo de la deuda se define como el promedio ponderado, por monto de colocación, de las tasas de colocación de créditos comerciales (preferencial o corporativo), a más de 1825 días, del total de establecimientos (no incluye las tasas de las entidades financieras especiales excepto el Fondo Nacional de Ahorro).

Como se explica en el documento soporte de la Resolución CREG 095 de 2015, a diferencia del promedio simple, que es calculado para los demás parámetros, en este promedio se considera el tamaño del desembolso asociado a cada una de las tasas, para darle un peso relativo dentro del promedio total. La siguiente es la fórmula con la que se obtiene el promedio ponderado:

$$kd_{cop,t} = \frac{\sum_{i=j}^t Tasa_i * Desembolso_i}{\sum_{i=j}^t Desembolso_i} \quad (5)$$

De la información se obtienen los siguientes valores:

$$kd_{cop,t} = \frac{1.554.217}{16.354.991} = 0,0950 = 9,50\%$$

	2016	2017	2018	2019+
<b><math>Kd_{cop,t}</math></b>	<b>9,50%</b>			

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de este parámetro se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

### 9.1.5. Costo de capital propio

El costo del capital propio en pesos, según Resolución CREG 095 de 2015, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Ke_{cop,a,t} = \left[ \frac{(1 + Ke_{usd,a,t})^n * (1 + Swap_{cop,n,t})^n}{(1 + Swap_{usd,n,t})^n} \right]^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (6)$$

En donde,

- $Ke_{usd,a,t}$  : Costo del capital propio en dólares, equivalente al costo del capital propio en pesos, para la actividad  $a$ , en el momento  $t$ .
- $Swap_{cop,n,t}$  : Promedio de la tasa de la curva swap libor peso al plazo  $n$ , en el momento  $t$ .
- $Swap_{usd,n,t}$  : Promedio de la tasa de la curva swap libor al plazo  $n$ , en el momento  $t$ .
- $n$  : Plazo en años. El valor a aplicar para efectos de cálculo es 10 años.



Para aplicar la fórmula anterior, es necesario efectuar, en primer lugar, el cálculo del costo del capital propio en dólares que, según Resolución CREG 095 de 2015, utiliza la siguiente fórmula:

$$Ke_{usd,a,t} = R_{f,t} + (\beta_{L,t} * R_{m,t}) + R_{p,t} + R_{r,a} \quad (7)$$

En donde,

- $R_{f,t}$  : Promedio de la tasa libre de riesgo en el momento  $t$ .
- $\beta_{L,t}$  : Beta apalancado en el momento  $t$ .
- $R_{m,t}$  : Promedio de la prima de mercado en el momento  $t$ .
- $R_{p,t}$  : Promedio de la prima por riesgo país en el momento  $t$ .
- $R_{r,a}$  : Prima por diferencias entre el esquema de remuneración del mercado de referencia y el esquema aplicado en Colombia para la actividad  $a$ .

A continuación se presentan los resultados del cálculo de cada uno de los parámetros del costo del capital propio en pesos.

#### 9.1.5.1. Tasa libre de riesgo

En la Resolución CREG 095 de 2015, la tasa libre de riesgo se define como el promedio del yield del bono de los Estados Unidos de América a 10 años.

El cálculo de este parámetro arroja el siguiente resultado:

	2016	2017	2018	2019+
$R_{f,t}$	2,08%			

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de este parámetro se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

#### 9.1.5.2. Ajuste por actividad

El ajuste por actividad, o beta apalancado, según Resolución CREG 095 de 2015, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\beta_{L,t} = \beta_{U,t} * \left( 1 + (1 - Tx) \frac{W_d}{W_e} \right) \quad (8)$$

Para aplicar la fórmula anterior, es necesario calcular el beta desapalancado que, según Resolución CREG 095 de 2015, utiliza la siguiente fórmula:

$$\beta_{U,t} = \frac{\frac{\sum_{i=1}^{NE} \beta_{i,t} * Mkt\_Cap_{i,t}}{Mkt\_Cap\_Total_t}}{\left( 1 + (1 - Corp\_Tax) \frac{Debt\_Total_t}{Mkt\_Cap\_Total_t} \right)} \quad (9)$$

En donde,

2

- $\beta_{i,t}$  : Beta apalancado de la empresa  $i$ , considerada para el cálculo del  $\beta_{U,t}$ , en el momento  $t$
- $Mkt\_Cap_{i,t}$  : Corresponde a la suma del reporte mensual de capitalización bursátil de la empresa  $i$ , considerada para el cálculo del  $\beta_{U,t}$ , en el momento  $t$ .
- $Mkt\_Cap\_Total_t$  : Corresponde a la suma del reporte mensual de capitalización bursátil de todas las empresas consideradas para el cálculo del  $\beta_{U,t}$ , en el momento  $t$ .
- $Debt\_Total_t$  : Corresponde a la suma del reporte mensual de deuda financiera de corto y largo plazo de todas las empresas consideradas para el cálculo del  $\beta_{U,t}$ , en el momento  $t$ .
- $Corp\_Tax$  : El valor considerado para efectos de cálculo es 35%.
- $NE$  : Número de empresas consideradas en el cálculo del  $\beta_{U,t}$ , en el momento  $t$ .

El primer paso para determinar el beta desapalancado es seleccionar las empresas que serán consideradas en el cálculo. Se aplican los criterios que se definieron en el documento soporte de la Resolución CREG 095 de 2015 y se utiliza la función, del sistema de información con el que cuenta la Comisión, EQS. Los criterios a ser aplicados son los siguientes:

Criterio	Distribución y transmisión de energía eléctrica	Distribución por redes de gas combustible	Transporte de gas combustible
1	Trading Status = Active		
2	Security Attributes = Show Primary Security of company only		
3	Country of Domicile = United States		
4	Sectors (BICS) <sup>31</sup> : Utility Networks	Sectors (ICB) <sup>32</sup> : Gas distribution	Latest FY product segment revenue from gas transmission & storage
5	Latest FY product segment revenue from electricity distribution, transmission		

La siguiente tabla presenta el resultado de aplicar los anteriores criterios de búsqueda:

No.	Distribución y transmisión de energía eléctrica			Distribución de gas combustible por redes			Transporte de gas combustible por ductos		
	Empresa	Ticker		Empresa	Ticker		Empresa	Ticker	
1	AMERICAN ELECTRIC	AEP Equity	US	ABLE ENERGY INC	ABLE Equity	US	ATMOS ENERGY	ATO Equity	US
2	AES CORP	AES Equity	US	AMERIGAS PARTNER	APU Equity	US	COLUMBIA PIPELIN	CPPL Equity	US

<sup>31</sup> BICS Bloomberg Industry Classification System

<sup>32</sup> CB Industry Classification Benchmark

No.	Distribución y transmisión de energía eléctrica				Distribución de gas combustible por redes				Transporte de gas combustible por ductos			
	Empresa		Ticker		Empresa		Ticker		Empresa		Ticker	
3	AMER WATE	STATES	AWR Equity	US	ATMOS ENERGY	ATO Equity	US	DTE ENERGY CO	DTE Equity	US		
4	COMMERCE ENERGY		CMNR Equity	US	CORNING NATURAL	CNIG Equity	US	GAS NATURAL INC	EGAS Equity	US		
5	CONS INC	EDISON	ED US Equity		CHESAPEAKE UTIL	CPK Equity	US	ENTERPRISE PRODU	EPD Equity	US		
6	EMPIRE DISTRICT		EDE Equity	US	DELTA NATURAL GA	DGAS Equity	US	LOEWS CORP	L US Equity			
7	EVERSOURCE ENERG		ES US Equity		GAS NATURAL INC	EGAS Equity	US	MDU RES GROUP	MDU Equity	US		
8	FIRSTENERGY CORP		FE US Equity		FERRELLGAS-LP	FGP Equity	US	NATL FUEL GAS CO	NFG Equity	US		
9	ITC HOLDINGS COR		ITC US Equity		NATL FUEL GAS CO	NFG Equity	US	NISOURCE INC	NI US Equity			
10	MGE ENERGY INC		MGEE Equity	US	NISOURCE INC	NI US Equity		NEW JERSEY RES	NJR Equity	US		
11	NRG ENERGY		NRG Equity	US	NEW JERSEY RES	NJR Equity	US	NORTHWEST NAT GS	NWN Equity	US		
12	PPL CORP		PPL Equity	US	NORTHWEST NAT GS	NWN Equity	US	POSTROCK ENERGY	PSTRQ Equity	US		
13	SOUTH JERSEY IND		SJI US Equity		ONE GAS INC	OGS Equity	US	SPINDLETOP O&G	SPND Equity	US		
14	UGI CORP		UGI US Equity		ONEOK INC	OKE Equity	US	TIDELANDS OIL	TIDE Equity	US		
15	VECTREN CORP		VVC Equity	US	PIEDMONT NAT GAS	PNY Equity	US					
16					RGC RESOURCES	RGCO Equity	US					
17					SOUTH JERSEY IND	SJI US Equity						
18					SPARK ENERGY-A	SPKE Equity	US					
19					QUESTAR CORP	STR Equity	US					
20					SOUTHWEST GAS CP	SWX Equity	US					
21					UGI CORP	UGI US Equity						
22					WGL HLDGS INC	WGL Equity	US					

Posteriormente, se revisa la actividad específica de cada una de las empresas, que son resultado de la búsqueda realizada, para validar que efectivamente puedan ser consideradas en el cálculo. En la tabla anterior se resaltan en rojo las empresas que no serán consideradas ya que su actividad principal no corresponde a una de las actividades

objeto de la búsqueda. Así mismo, se resaltan en verde las empresas que aparecen más de una vez en el resultado de la consulta. Para el cálculo cada empresa será considerada solo una vez.

No sobra mencionar que el beta calculado es el resultado de estimar una regresión lineal en donde los retornos diarios del S&P 500 son la variable independiente y los retornos diarios del precio de la acción de la empresa son la variable dependiente. Sin embargo, para el cálculo del beta de cada una de las empresas seleccionadas,  $\beta_{(i,t)}$ , se utiliza la función BETA, del sistema de información con el que cuenta la Comisión.

Para un correcto cálculo del beta de cada empresa, la función debe ser parametrizada de conformidad con lo que ya fue definido. Para este caso, se debe considerar un plazo correspondiente a los últimos 60 meses, contados a partir del 30 de junio de 2015. Así mismo, los retornos, o variaciones en el precio de la acción y del índice, deben ser diarios. Por último, se debe verificar que el índice de referencia que se toma para hacer la estimación del beta es el S&P 500.

En la siguiente imagen se presenta el cálculo del beta para la empresa ATMOS ENERGY, cuyo Ticker de identificación es ATO US Equity.



Una vez se cuenta con cada uno de los  $\beta_{i,t}$ , se deben obtener los valores  $Mkt\_Cap_i$  y  $Mkt\_Cap\_Total$ . Para completar la información necesaria para el cálculo del beta desapalancado se obtiene la información correspondiente a los saldos de deuda financiera de largo y corto plazo reportados por las compañías seleccionadas. Se toma el reporte mensual de dicha información. La suma de la deuda de todas las compañías corresponde al  $Debt\_Total$ .

La tabla con las empresas que finalmente se consideran para efectos de cálculo, junto con los valores de beta,  $\beta_{i,t}$ , capitalización bursátil de cada empresa,  $Mkt\_Cap_i$ , capitalización bursátil total,  $Mkt\_Cap\_Total$ , y deuda financiera total,  $Debt\_Total$ , se presentan en la siguiente tabla:

2

No.	Ticker	$\beta_{i,t}$	$Mkt\_Cap_{i,t}$	$\beta_{i,t} * Mkt\_Cap_{i,t}$	$Debt_{i,t}$
1	AEP US Equity	0,57	1.438.565	826.461	1.094.004
2	AES US Equity	1,11	573.830	637.481	1.126.389
3	ALE US Equity	0,65	118.173	77.220	60.084
4	ATO US Equity	0,70	268.552	188.371	138.977
5	AWR US Equity	0,75	63.683	48.016	19.264
6	CEQP US Equity	0,89	120.041	106.900	103.314
7	CMNR US Equity	8,83	18	162	-
8	CNIG US Equity	-0,10	2.283	- 217	889
9	CPK US Equity	0,72	34.020	24.375	10.678
10	CPPL US Equity	1,07	28.920	30.904	41.797
11	DGAS US Equity	0,33	8.183	2.735	3.044
12	DTE US Equity	0,81	741.046	451.151	446.518
13	ED US Equity	0,39	1.059.006	418.261	632.649
14	EDE US Equity	0,67	59.410	39.999	38.632
15	EGAS US Equity	0,25	5.589	1.401	3.219
16	EPD US Equity	0,79	3.164.993	2.492.396	966.155
17	ES US Equity	0,61	774.276	470.880	452.158
18	ESOA US Equity	0,14	1.241	171	1.137
19	FE US Equity	0,60	988.999	596.387	1.059.454
20	GAS US Equity	0,54	333.557	180.105	229.644
21	ITC US Equity	0,54	287.266	154.715	185.195
22	LG US Equity	0,10	94.076	9.408	56.341
23	MDU US Equity	1,00	268.129	267.969	94.975
24	MGEE US Equity	0,74	75.618	55.748	20.363
25	NFG US Equity	1,03	285.546	293.751	88.309
26	NI US Equity	0,72	545.380	391.518	424.414
27	NJR US Equity	0,80	125.407	100.248	45.251
28	NRG US Equity	1,04	436.410	454.692	947.377
29	NWN US Equity	0,63	74.101	46.818	42.391
30	OGS US Equity	0,65	63.017	41.179	47.013
31	OKE US Equity	1,14	565.995	644.267	363.504
32	PNY US Equity	0,75	165.850	123.709	89.123
33	POW US Equity	0,48	330.999	157.540	300.718
34	PPL US Equity	0,51	1.156.044	589.147	1.040.154
35	PSTR US Equity	0,10	2.308	231	6.138
36	RGCO US Equity	0,10	5.352	533	1.614
37	SJI US Equity	0,81	102.273	82.385	53.790
38	SPKE US Equity	0,43	4.907	2.105	882
39	STR US Equity	0,70	226.926	157.908	76.817
40	SWX US Equity	0,79	138.002	108.366	68.083
41	TEG US Equity	0,72	230.732	165.059	140.158
42	TIDE US Equity	-0,06	10	- 1	-
43	UGI US Equity	0,78	286.210	223.793	167.660
44	UIL US Equity	0,64	127.985	81.290	85.570
45	WVC US Equity	0,68	180.991	123.762	94.328
46	WGL US Equity	0,77	140.442	108.532	50.234
<b>TOTAL</b>			<b>15.704.362</b>	<b>10.977.829</b>	<b>10.918.217</b>

A partir de la información de la anterior tabla, y considerando el valor definido para  $Corp\_Tax$ , es posible efectuar el cálculo del beta desapalancado. Reemplazando en (9) los valores obtenidos se tiene lo siguiente:

$$\beta_{U,t} = \frac{\frac{10.977.829}{15.704.362}}{\left(1 + (1 - 35\%) \frac{10.918.217}{15.704.362}\right)} = \frac{0,699}{1 + (1 - 35\%) * 0,695} = 0,48$$

2

Finalmente, reemplazando en (8) el valor del beta desapalancado,  $\beta_{U,t}$ , se tiene el siguiente resultado:

$$\beta_{L,t} = 0,48 * \left( 1 + (1 - Tx) \frac{40\%}{60\%} \right)$$

Teniendo en cuenta los diferentes valores de  $Tx$ , se tienen los siguientes resultados para  $\beta_{L,t}$ :

	2016	2017	2018	2019+
$Tx$	40%	42%	43%	34%
$\beta_{L,t}$	0,67	0,67	0,66	0,69

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de los parámetros del beta desapalancado se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

#### 9.1.5.3. Prima de mercado

En la Resolución CREG 095 de 2015, la prima de mercado se define como el promedio de las primas de mercado anuales, desde 1928, según la estimación que se presenta en la siguiente dirección:

<http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>.

El cálculo de este parámetro arroja el siguiente resultado:

	2016	2017	2018	2019+
$R_{m,t}$	6,18%			

#### 9.1.5.4. Prima por riesgo país

En la Resolución CREG 095 de 2015, la prima por riesgo país se define como la diferencia entre el promedio del CDS de 10 años de Colombia y el promedio del CDS de 10 años de Estados Unidos.

El cálculo de este parámetro arroja el siguiente resultado:

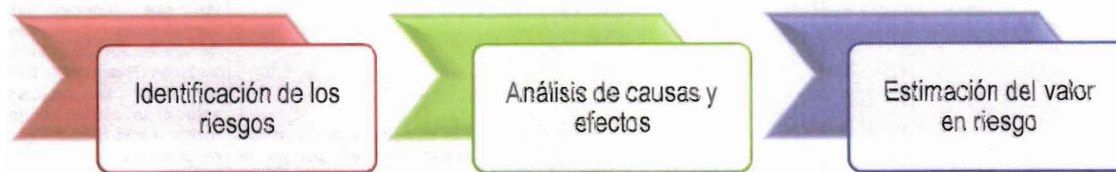
	2016	2017	2018	2019+
CDS Colombia	2,84%			
CDS EEUU	0,35%			
$R_{p,t}$	2,50%			

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de este parámetro se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

#### 9.1.5.5. Prima por esquema de remuneración

Para la estimación de este parámetro se sigue la metodología planteada en el documento CREG 065 de 2014 “Estimación del impacto del modelo de remuneración en el riesgo de las actividades reguladas”, que plantea un ejercicio de valoración de riesgos mediante el cual se estima el impacto en el retorno del capital propio  $K_e$ . El valor del impacto entre el escenario base y el escenario medio de riesgo corresponderá al valor del parámetro  $R_{r,a}$ .

La metodología establece las siguientes tres etapas:



##### 9.1.5.5.1. Identificación de riesgos

El primer paso de la metodología propuesta consiste en establecer de manera clara y concisa el marco sobre el cual se debe hacer la definición y tipificación específica del riesgo: “La gestión del riesgo es un proceso sistemático para identificar y evaluar eventos (i.e., posibles riesgos y oportunidades), positivos o negativos, que pueden afectar el logro de objetivos. Esos eventos pueden identificarse en un entorno externo (e.g., tendencias económicas, el panorama de la regulación y la competencia) o dentro del ambiente interno de una organización (e.g., personas, procesos e infraestructura). Cuando dichos eventos afectan los objetivos de una organización, o puede predecirse que lo harán, se convierten en riesgos. Por lo tanto, el riesgo se define como la posibilidad de que ocurra un evento y afecte adversamente el logro de los objetivos” [1]. Tipificados y definidos los riesgos de manera general, se elabora el listado específico sobre el cual se construirá posteriormente la matriz de riesgo y se llevará a cabo la valoración.

Teniendo en cuenta que el modelo de remuneración en el mercado de referencia difiere del modelo de remuneración aplicado en Colombia y que la diferencia fundamental entre dichos modelos de remuneración radica en la asignación de riesgos, el desarrollo del ejercicio para la estimación del parámetro  $R_r$  se limita a identificar aquellas diferencias, en el valor del retorno esperado, dadas por los riesgos que son cubiertos y por aquellos que no lo son, en función del modelo de remuneración que se aplique.

En este contexto se define el riesgo como aquel evento que tiene impacto en el retorno esperado del capital propio, toda vez que el modelo de remuneración que aplica a la actividad no es un modelo de remuneración de tasa de retorno.

En resumen, bajo un esquema de precio máximo, frente a un esquema de tasa de retorno, se identifican como riesgos los eventos que conduzcan a fluctuaciones en los gastos de AOM o variaciones en la demanda, respecto de los valores utilizados como punto de partida para la estimación de cargos.

### 9.1.5.5.2. Análisis de causas y efectos

Para el desarrollo de esta etapa, con el apoyo del equipo técnico de la CREG, especializado en la actividad de transporte de gas natural, con la retroalimentación recibida de los agentes en diversos escenarios, al interior de la Comisión se construyó la siguiente matriz, en donde se identifican 3 clases de riesgos (demanda de capacidad, demanda de volumen y gastos de AOM) y 19 posibles causas que, por el tipo de regulación, los transportadores de gas natural enfrentan en su actividad:

Riesgo	Descripción	Causas	Efecto	Análisis	Mitigantes
1. Cambios en la demanda de capacidad (i.e. cargos fijos),	Las demandas de capacidad caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	1.1. Recesión económica. Fenómeno de disminución generalizada de la actividad económica del país.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	Por el periodo de los ciclos económicos es posible la aparición de un fenómeno de recesión económica en el periodo tarifario. En la componente fija de los cargos que remuneran la inversión ese riesgo es mínimo. En el caso extremo una recesión económica derivaría en una depresión que ocasione quiebras generalizadas de los agentes económicos que demandan gas.	En la metodología de costo medio de mediano plazo son las empresas las que realizan las proyecciones de demanda. En las bases tarifarias (Res. CREG 047 de 2014) se propuso estudiar la posibilidad de migrar a una metodología de costo medio con corte transversal teniendo en cuenta que la demanda de gas se considera madura. De otro lado, los ingresos se materializan a través de contratos de largo plazo y los transportadores pueden gestionar este riesgo con su modelo comercial. Así mismo, periódicamente se lleva a cabo la revisión de cargos, por lo que el riesgo queda acotado al periodo tarifario. Por último La señal regulatoria permite que se remunere la totalidad de la inversión cuando las demandas superan el factor de utilización normativo (Res. CREG 126 de 2010).
1. Cambios en la demanda de capacidad (i.e. cargos fijos),	Las demandas de capacidad caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	1.2. Aumento en el precio del gas que disminuya su demanda.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	Dada la elasticidad precio de la demanda del gas natural, incrementos sustanciales de precio pueden derivar en disminución de consumo, sobre todo en los sectores con la demanda más elástica. Así mismo, si el precio relativo del gas frente a sus sustitutos (i.e. GLP o carbón) resulta más alto es posible que los usuarios cambien de energético. No obstante, los usuarios que podrían hacer el cambio serían industriales que cuentan con las características técnicas para que sea factible el uso de otro combustible.	Los usuarios con mayores posibilidades de sustituir el energético son los industriales quienes representan menos del 35% de la demanda total. De otro lado, la demanda de generadores térmicos enfrenta barreras técnicas para el cambio a GLP o a carbón. Finalmente, los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de contratos de largo plazo con un alto componente de cargo fijo.
1. Cambios en la demanda de capacidad (i.e. cargos fijos),	Las demandas de capacidad caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	1.3. Traslado de usuarios industriales a otro punto del sistema de transporte o fuera de este.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos	En la actividad industrial es posible el traslado o reubicación de plantas de producción con el fin de reducir costos. Esta reubicación puede ser en otro sitio del país o a otro tramo del sistema de transporte con lo que se produce un cambio en la	La CREG no tiene evidencia de la ocurrencia de este riesgo. Los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de contratos de largo plazo con un alto componente de cargo fijo.



Riesgo	Descripción	Causas	Efecto	Análisis	Mitigantes
			esperados por el transportador.	demanda, hecho que puede originar la disminución del ingreso esperado por el transportador. También es posible que se presente el cierre de plantas de producción.	
1. Cambios en la demanda de capacidad (i.e. cargos fijos),	Las demandas de capacidad caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	1.4. Aparición de una nueva fuente de gas.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	En el sistema de transporte de gas hay señal de distancia. En consecuencia, en el caso que aparezca un nuevo campo de gas, planta de regasificación o punto de importación cerca de los principales puntos de salida del gasoducto y que esta fuente aporte cantidades similares a las demandadas en esos puntos de salida, la dirección del flujo de gas en la red puede variar o la demanda del gasoducto puede reducirse, afectando el ingreso esperado para algún (os) tramo (s) de gasoducto. Así mismo, la vida útil normativa de los gasoductos es de 20 años, periodo durante el cual es posible la aparición de una fuente de gas.	Hasta el momento, la frecuencia de aparición de una nueva fuente de gas de tamaño relevante en Colombia es baja. El desarrollo de nuevos campos convencionales requiere más de 4 años para la producción. Los desarrollos no convencionales (e.g. shale gas), pueden requerir menor tiempo. Sin embargo, no hay experiencia en el país sobre la comercialidad de este tipo de yacimientos. El caso más conocido es el gas asociado a los mantos de carbón en las minas del Cesar y hasta el momento no se conoce comercialización de este gas. De otro lado, los sistemas de transporte que cuentan con varios tramos de gasoductos se pueden beneficiar por mayores cantidades a transportar debido a la aparición de la nueva fuente. Los transportadores pueden gestionar este riesgo con su modelo comercial mediante contratos de largo plazo con alto componente de cargo fijo. Así mismo, periódicamente se lleva a cabo la revisión de cargos, por lo que el riesgo queda acotado al periodo tarifario. Por último La señal regulatoria permite que se remunere la totalidad de la inversión cuando las demandas superan el factor de utilización normativo (Res. CREG 126 de 2010).
1. Cambios en la demanda de capacidad (i.e. cargos fijos),	Las demandas de capacidad caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	1.5. Declinación en la tasa de producción de una fuente de gas antes de lo previsto.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	En el sistema de transporte de gas hay señal de distancia. En consecuencia en el caso que el inicio de la declinación en la tasa de producción de un campo de gas se presente antes de lo previsto, la dirección del flujo de gas en la red puede variar o la demanda del gasoducto puede reducirse, afectando el ingreso esperado para algún (os) tramo (s) de gasoducto. Existe el riesgo, con un impacto alto, cuando la declinación afecta las cantidades reales transportadas frente a las utilizadas en la aprobación	La probabilidad de que una fuente importante inicie la declinación en la producción antes de lo previsto es baja. Hasta el momento sólo una fuente significativa en el SNT inició su declinación (i.e. Guajira). Igualmente, los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de contratos de largo plazo con alto componente de cargo fijo. Por último, cada cinco años hay ajuste de cargos por lo que el riesgo estaría acotado a la revisión tarifaria.

Riesgo	Descripción	Causas	Efecto	Análisis	Mitigantes
				de cargos. De otro lado, la vida útil normativa de los gasoductos es de 20 años, periodo durante el cual es posible el inicio en el declinación en la tasa de producción de una fuente de gas antes de lo previsto.	
1. Cambios en la demanda de capacidad (i.e. cargos fijos),	Las demandas de capacidad caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	1.6. Limitaciones en la prestación del servicio por eventos de fuerza mayor y eventos eximentes de responsabilidad.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	Mientras perdura la interrupción por un evento de fuerza mayor o desastre natural el transportador no puede cumplir con las nominaciones y en consecuencia no recibe ingresos.	El diseño y construcción de la infraestructura debe estar adecuada para enfrentar posibles eventos que generen interrupción del servicio. Los transportadores están en la capacidad de efectuar análisis de integridad de los gasoductos y mitigar el impacto de los eventos. De otro lado, de acuerdo con la información que reposa en la CREG, en la mayoría de los casos, el término por el cual se ha presentado alguna interrupción ha sido de horas y la demanda afectada ha sido localizada. Finalmente, aunque los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de pólizas de seguros, en el caso de que el evento conlleve afectación de la suficiencia financiera, la CREG revisa cargos con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.
1. Cambios en la demanda de capacidad (i.e. cargos fijos),	Las demandas de capacidad caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	1.7. Mejoras tecnológicas que derivan en menores consumos.	Mejoras en el rendimiento de equipos o electrodomésticos pueden disminuir la demanda.	En la medida que aparezcan equipos más eficientes (e.g. estufas y calentadores) la demanda de gas cautiva puede disminuir. Las mejoras tecnológicas o incentivos de política energética (e.g. carros eléctricos) pueden derivar en disminuciones de la demanda.	Los ingresos se materializan a través de contratos de largo plazo. Los transportadores pueden gestionar este riesgo con su modelo comercial. De otro lado, mejoras tecnológicas o nuevas tecnologías que desplacen el gas toman periodos de tiempo superiores al período tarifario. Si este evento o se vislumbra, es posible hacer ajustes de demanda hasta los valores eficientes en la revisión de la fórmula tarifaria que debe hacerse cada cinco años.
2. Cambios en la demanda de volumen (i.e. cargos variables).	Las demandas de volumen caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	2.1. Recesión económica. Fenómeno de disminución generalizada de la actividad económica del país.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	Por el periodo de los ciclos económicos es posible la aparición de un fenómeno de recesión económica en el periodo tarifario. En la componente fija de los cargos que remuneran la inversión ese riesgo es mínimo. En el caso extremo una recesión económica derivaría en una depresión que ocasione quiebras generalizadas de los agentes económicos que demandan gas.	En la metodología de costo medio de mediano plazo son las empresas las que realizan las proyecciones de demanda. En las bases tarifarias (Res. CREG 047 de 2014) se propuso estudiar la posibilidad de migrar a una metodología de costo medio con corte transversal teniendo en cuenta que la demanda de gas se considera madura. Los transportadores pueden gestionar este riesgo con su modelo

Riesgo	Descripción	Causas	Efecto	Análisis	Mitigantes
					comercial con contratos de largo plazo con baja componente de cargo variable. Así mismo, periódicamente se lleva a cabo la revisión de cargos, por lo que el riesgo queda acotado al periodo tarifario. Por último La señal regulatoria permite que se remunere la totalidad de la inversión cuando las demandas superan el factor de utilización normativo (Res. CREG 126 de 2010).
2. Cambios en la demanda de volumen (i.e. cargos variables).	Las demandas de volumen caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	2.2. Aumento en el precio del gas que disminuya su demanda.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	Dada la elasticidad precio de la demanda del gas natural, incrementos sustanciales de precio pueden derivar en disminución de consumo, sobre todo en los sectores con la demanda más elástica. Así mismo, si el precio relativo del gas frente a sus sustitutos (i.e. GLP o carbón) resulta más alto es posible que los usuarios cambien de energético. No obstante, los usuarios que podrían hacer el cambio serían industriales que cuentan con las características técnicas para que sea factible el uso de otro combustible. Si se materializa este riesgo, en la componente variable el impacto es alto.	Los usuarios con mayores posibilidades de sustituir el energético son los industriales quienes representan menos del 35% de la demanda total. De otro lado, la demanda de generadores térmicos enfrenta barreras técnicas para el cambio a GLP o a carbón. Finalmente, los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de contratos de largo plazo con bajo componente de cargo variable.
2. Cambios en la demanda de volumen (i.e. cargos variables).	Las demandas de volumen caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	2.3. Traslado de usuarios industriales a otro punto del sistema de transporte o fuera de este.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	En la actividad industrial es posible el traslado o reubicación de plantas de producción con el fin de reducir costos. Esta reubicación puede ser en otro sitio del país o a otro tramo del sistema de transporte con lo que se produce un cambio en la demanda, hecho que puede originar la disminución del ingreso esperado por el transportador. También es posible que se presente el cierre de plantas de producción.	La CREG no tiene evidencia de la ocurrencia de este riesgo. Los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de contratos de largo plazo con un bajo componente de cargo variable.
2. Cambios en la demanda de volumen (i.e. cargos variables).	Las demandas de volumen caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	2.4. Aparición de una nueva fuente de gas.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	En el sistema de transporte de gas hay señal de distancia. En consecuencia, en el caso que aparezca un nuevo campo de gas, planta de regasificación o punto de importación cerca de los principales puntos de salida del gasoducto y que esta fuente aporte cantidades similares a las demandadas en esos puntos de salida, la dirección del flujo de gas en la red puede variar o la demanda del gasoducto puede reducirse, afectando el ingreso esperado para algún (os) tramo (s) de gasoducto. Así mismo, la vida útil normativa de los gasoductos es de 20 años,	Hasta el momento, la frecuencia de aparición de una nueva fuente de gas de tamaño relevante en Colombia es baja. El desarrollo de nuevos campos convencionales requiere más de 4 años para la producción. Los desarrollos no convencionales (e.g. shale gas), pueden requerir menor tiempo. Sin embargo, no hay experiencia en el país sobre la comercialidad de este tipo de yacimientos. El caso más conocido es el gas asociado a los mantos de carbón en las minas del Cesar y hasta el

Riesgo	Descripción	Causas	Efecto	Análisis	Mitigantes
				periodo durante el cual es posible la aparición de una fuente de gas.	momento no se conoce comercialización de este gas. De otro lado, los sistemas de transporte que cuentan con varios tramos de gasoductos se pueden beneficiar por mayores cantidades a transportar debido a la aparición de la nueva fuente. Los transportadores pueden gestionar este riesgo con su modelo comercial mediante contratos de largo plazo con baja componente de cargo variable. Así mismo, periódicamente se lleva a cabo la revisión de cargos, por lo que el riesgo queda acotado al periodo tarifario. Por último La señal regulatoria permite que se remunere la totalidad de la inversión cuando las demandas superan el factor de utilización normativo (Res. CREG 126 de 2010).
2. Cambios en la demanda de volumen (i.e. cargos variables).	Las demandas de volumen caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	2.5. Declinación en la tasa de producción de una fuente de gas antes de lo previsto.	Disminución del flujo de gas en el sistema frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia, disminución de los ingresos esperados por el transportador.	En el sistema de transporte de gas hay señal de distancia. En consecuencia en el caso que el inicio del declinación en la tasa de producción de un campo de gas se presente antes de lo previsto, la dirección del flujo de gas en la red puede variar o la demanda del gasoducto puede reducirse, afectando el ingreso esperado para algún (os) tramo (s) de gasoducto. Existe el riesgo, con un impacto alto, cuando la declinación afecta las cantidades reales transportadas frente a las utilizadas en la aprobación de cargos. De otro lado, la vida útil normativa de los gasoductos es de 20 años, periodo durante el cual es posible el inicio en el declinación en la tasa de producción de una fuente de gas antes de lo previsto.	La probabilidad de que una fuente importante inicie la declinación en la producción antes de lo previsto es baja. Hasta el momento sólo una fuente significativa en el SNT inició su declinación (i.e. Guajira). Igualmente, los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de contratos de largo plazo con bajo componente de cargo variable. Por último, cada cinco años hay ajuste de cargos por lo que el riesgo estaría acotado a la revisión tarifaria.
2. Cambios en la demanda de volumen (i.e. cargos variables).	Las demandas de volumen caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	2.6. Limitaciones en la prestación del servicio por eventos de fuerza mayor y eventos eximentes de responsabilidad.	Disminución del flujo de gas en la red frente al considerado en el cálculo de la tarifa. En consecuencia disminución de los ingresos esperados por el transportador.	Mientras perdura la interrupción por un evento de fuerza mayor o desastre natural el transportador no puede cumplir con las nominaciones y en consecuencia no recibe ingresos.	El diseño y construcción de la infraestructura debe estar adecuada para enfrentar posibles eventos que generen interrupción del servicio. Los transportadores están en la capacidad de efectuar análisis de integridad de los gasoductos y mitigar el impacto de los eventos. De otro lado, de acuerdo con la información que reposa en la CREG, en la mayoría de los casos, el término por el cual se ha presentado alguna interrupción ha sido de horas y la demanda afectada ha sido

Riesgo	Descripción	Causas	Efecto	Análisis	Mitigantes
					localizada. Finalmente, aunque los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de pólizas de seguros, en el caso de que el evento conlleve afectación de la suficiencia financiera, la CREG revisa cargos con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.
2. Cambios en la demanda de volumen (i.e. cargos variables).	Las demandas de volumen caen por debajo del nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	2.7. Mejoras tecnológicas que derivan en menores consumos.	Mejoras en el rendimiento de equipos o electrodomésticos pueden disminuir la demanda.	En la medida que aparezcan equipos más eficientes (e.g. estufas y calentadores) la demanda de gas cautiva puede disminuir. Las mejoras tecnológicas o incentivos de política energética (e.g. carros eléctricos) pueden derivar en disminuciones de la demanda.	Los ingresos se materializan a través de contratos de largo plazo. Los transportadores pueden gestionar este riesgo con su modelo comercial. De otro lado, mejoras tecnológicas o nuevas tecnologías que desplacen el gas toman periodos de tiempo superiores al período tarifario. Si este evento o se vislumbra, es posible hacer ajustes de demanda hasta los valores eficientes en la revisión de la fórmula tarifaria que debe hacerse cada cinco años.
3. Cambios en los costos de operación y mantenimiento.	Los gastos de AOM resultan superiores al nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	3.1. Aumento en los costos de personal por encima de la inflación.	Incrementos en los AOM frente a los reconocidos en el cálculo de la tarifa que tienen como consecuencia el aumento de los gastos de la empresa.	Normas de general aplicación pueden hacer que los gastos de personal sean superiores a los índices de actualización. Sin embargo, hasta ahora los mayores incrementos han estado relacionados con la productividad del país.	Los incrementos superiores a la inflación han estado explicados por la mayor productividad de las empresas. De otro lado, el ajuste obligatorio decretado por el gobierno afecta la planta que devengue el SLMV. Los incrementos al resto de la nómina se determinan de manera interna por cada empresa.
3. Cambios en los costos de operación y mantenimiento.	Los gastos de AOM resultan superiores al nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	3.2. Desastres naturales, eventos de fuerza mayor y eventos eximentes de responsabilidad.	Incremento de los AOM frente a lo considerado en el cálculo de la tarifa o eventual disminución de los ingresos de AOM debido al no pago del servicio por suspensión de obligaciones. En consecuencia aumento de los gastos esperados del transportador y disminución de utilidades.	La ocurrencia de un desastre natural o un evento de fuerza mayor como derrumbes, inundaciones y terremotos, entre otros, que impliquen gastos no previstos de operación y mantenimiento o que afecten la disponibilidad de los activos, pueden ocasionar aumentos en los gastos de mantenimiento y operación. Así mismo, puede generar la interrupción del servicio, tiempo durante el cual el transportador no percibe ingresos por concepto del cargo de AOM.	El diseño y construcción de la infraestructura debe estar adecuada para enfrentar posibles eventos que generen interrupción del servicio. Los transportadores están en la capacidad de efectuar análisis de integridad de los gasoductos y mitigar el impacto de los eventos. De otro lado, de acuerdo con la información que reposa en la CREG, en la mayoría de los casos, el término por el cual se ha presentado alguna interrupción ha sido de horas y la demanda afectada ha sido localizada. Finalmente, aunque los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de pólizas de seguros, en el caso de que el evento conlleve afectación de la suficiencia financiera, la CREG revisa cargos con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

1

Riesgo	Descripción	Causas	Efecto	Análisis	Mitigantes
3. Cambios en los costos de operación y mantenimiento.	Los gastos de AOM resultan superiores al nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	3.3. Nuevos impuestos o contribuciones.	Incremento de los AOM frente a lo reconocido en el cálculo de la tarifa. En consecuencia aumento de los gastos del transportador y disminución de utilidades.	Nuevas normas impositivas durante el periodo tarifario, principalmente aquellas de carácter regional o municipal, pueden aumentar las contribuciones y tasas a cargo de las empresas prestadoras del servicio.	
3. Cambios en los costos de operación y mantenimiento.	Los gastos de AOM resultan superiores al nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	3.4. Introducción de normas de calidad.	Incremento de los AOM frente a lo reconocido en el cálculo de la tarifa. En consecuencia aumento de los gastos esperados por el transportador y disminución de utilidades.	En materia de la calidad que se exige en la metodología de transporte no ha habido mayores cambios. Si los hubiera se crearían los mecanismos para involucrar los nuevos gastos en la metodología.	
3. Cambios en los costos de operación y mantenimiento.	Los gastos de AOM resultan superiores al nivel que se tuvo en cuenta en el cálculo tarifario.	3.5. Riesgos que impliquen que la demanda de capacidad real sea menor a la demanda de capacidad considerada en el cálculo de la tarifa.	Cantidades contratadas inferiores a las consideradas en el cálculo de la tarifa afecta los ingresos por concepto del cargo fijo que remunera los gastos de AOM.	El cargo fijo que remunera los gastos de AOM está asociado a la demanda de capacidad. Cambios en la demanda de capacidad generan cambios en los ingresos por concepto de cargos fijos que remunera los gastos de AOM.	En la metodología de costo medio de mediano plazo son las empresas las que realizan las proyecciones de demanda. En las bases tarifarias (Res. CREG 047 de 2014) se propuso estudiar la posibilidad de migrar a una metodología de costo medio con corte transversal teniendo en cuenta que la demanda de gas se considera madura. Los transportadores pueden gestionar este riesgo con su modelo comercial con contratos de largo plazo con baja componente de cargo variable. Así mismo, periódicamente se lleva a cabo la revisión de cargos, por lo que el riesgo queda acotado al periodo tarifario.

### 9.1.5.5.3. Caracterización de los riesgos

Teniendo en cuenta las causas identificadas, el análisis efectuado y el tipo de mitigantes asociados a cada uno de los eventos considerados en la matriz construida, la Comisión definió que la estimación del parámetro *Rr* se lleve a cabo valorando el impacto de los siguientes eventos:

Para la generación de los escenarios probables de AOM:

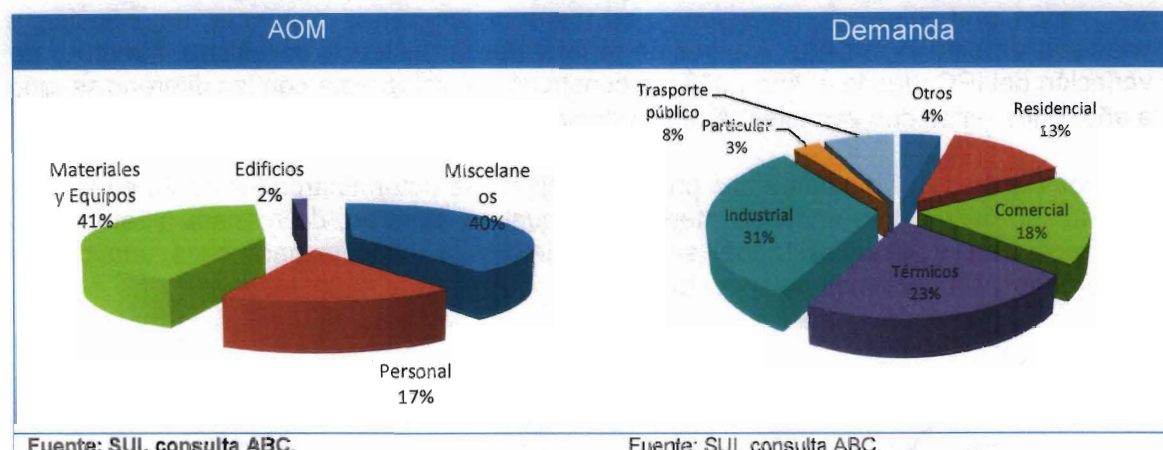
- Aumento en los costos de personal por encima de la inflación.

Para la generación de los escenarios probables de demanda:

- Elasticidad precio de la demanda del gas natural.
- Declinación en la tasa de producción de una fuente de gas antes de lo previsto.

Antes de caracterizar los riesgos se debe establecer la forma en que los mismos se incorporarán en la modelación. A continuación se presenta la composición del AOM y de la demanda de transportadores de gas natural. La primera por tipo de gasto y la segunda por tipo de destinación.

### Composición promedio histórica - Transporte de gas natural



Con la composición presentada, se debe determinar para cada una de las dos situaciones, Demanda de capacidad (DDA\_K) y Demanda de volumen (DDA\_V) y AOM, cómo la ocurrencia de los eventos afectará el nivel de un escenario base.

	DDA_K Kpcd	DDA_V kpc	AOM COP
T1	1.055.036	194.734.383	387.381.145.095
T2	990.900	193.684.407	389.146.854.172
T3	912.627	202.586.548	402.066.268.401
T4	919.120	200.397.643	420.325.091.995
T5	922.918	206.581.317	409.755.837.499
T6	1.035.772	211.611.697	398.460.404.522
T7	1.035.273	210.490.113	423.150.298.051
T8	994.485	195.741.195	411.396.167.035
T9	898.348	189.295.545	417.177.845.812
T10	886.285	186.958.541	417.400.580.401
T11	942.915	186.278.292	422.758.475.725
T12	966.999	179.404.968	434.619.020.908
T13	1.003.472	184.559.254	438.581.396.085
T14	991.050	191.940.786	444.554.167.244
T15	954.545	174.192.984	436.016.941.734
T16	920.483	173.223.753	435.984.550.962
T17	941.585	175.953.852	462.605.494.472
T18	921.277	181.988.096	470.760.037.177
T19	899.674	171.101.709	458.012.373.453
T20	876.790	174.573.593	463.259.114.429

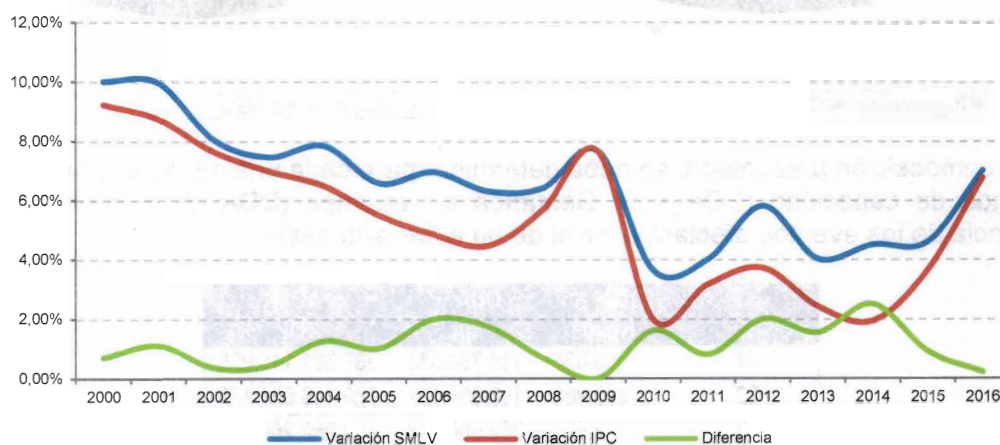
Fuente: Resoluciones de aprobación de cargos de transporte de gas natural

En las anteriores tablas se presenta el resumen de los valores de demanda y AOM utilizados para la construcción de escenario base del flujo de caja.

#### 9.1.5.5.4. Aumento en los costos de personal por encima de la inflación

Para modelar la primera causa de riesgo tenida en cuenta para la generación de los escenarios probables, se revisaron y compararon las series históricas de inflación y variación de salario mínimo. A partir de la información histórica de salario mínimo y de variación del IPC, desde el año 2000, se construyó un histograma con las diferencias, año a año, entre estas dos variables. A la diferencia se le denomina  $\Delta S$ .

Con los resultados y mediante una prueba de ajuste se determinaron los parámetros para utilizar una distribución uniforme mediante la cual se generan, de manera aleatoria, las diferencias entre la variación del salario mínimo y la inflación para cada uno de los escenarios y simulaciones del modelo.



Fuente: Ministerio de Trabajo, decretos del Gobierno Nacional, DANE.

Se considera información a partir del año 2000 ya que a partir de dicho año se estableció como ilegal cualquier ajuste al salario mínimo por debajo de la inflación. La distribución uniforme para la variable  $\Delta S$  (diferencia entre salario mínimo e inflación) tiene como valor mínimo 0,00% y como valor máximo 2,51%. Los parámetros de la distribución, así como los números aleatorios generados, que corresponden al valor en que se incrementaría el AOM de personal y misceláneos por encima de la inflación, se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

#### 9.1.5.5.5. Elasticidad precio de la demanda del gas natural

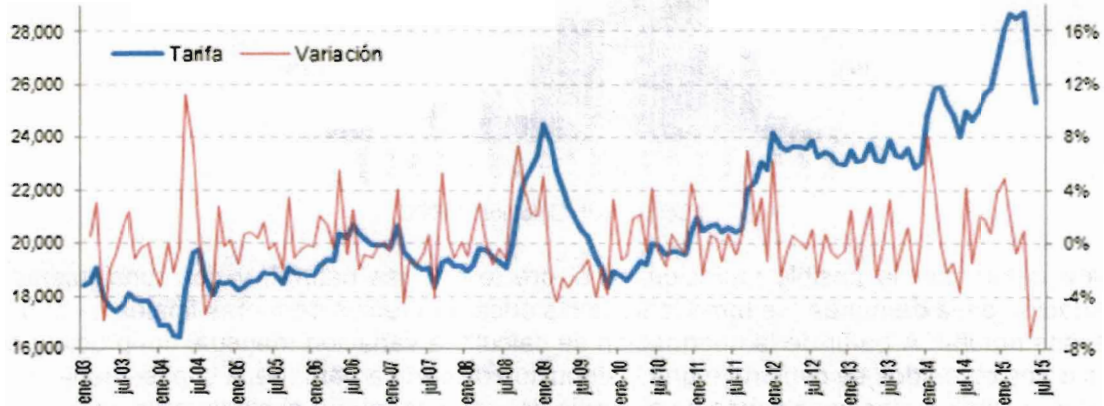
Dada la elasticidad precio de la demanda del gas natural, incrementos sustanciales de precio pueden derivar en disminución de consumo, sobre todo en los sectores con la demanda más elástica. Como consecuencia de la ocurrencia de este evento, se puede presentar una disminución del flujo de gas en la red de distribución, frente al flujo reconocido en el cálculo de la tarifa.

En el Documento CREG 050 de 2012, se presenta el desarrollo de un ejercicio a través del cual se estimó la elasticidad precio de la demanda de gas natural, mediante la construcción



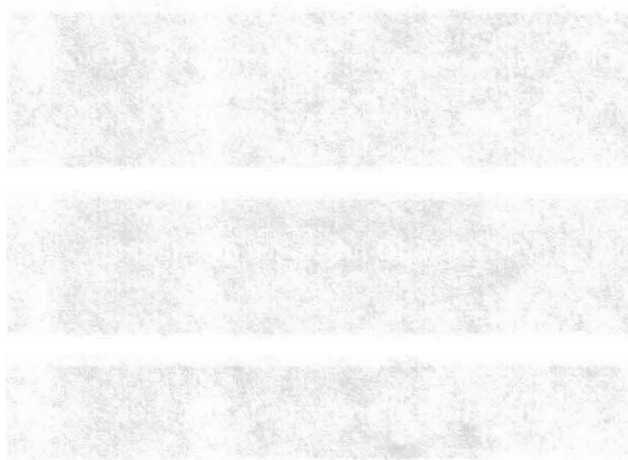
de un panel de datos con mínimos cuadrados generalizados. Dentro de los resultados que arrojó el ejercicio, se encuentra significativo, a un nivel de confianza del 99%, el valor obtenido para la elasticidad precio del gas natural. El análisis se llevó a cabo dividiendo la demanda por rangos de consumo. Para la construcción de las simulaciones se toma el rango de consumo más alto, para el cual el modelo construido resultó significativo, ya que es dicho grupo el que mejor refleja el comportamiento de la demanda comercial e industrial.

**Tarifa usuario final de gas natural - Pesos constantes jun-2015**



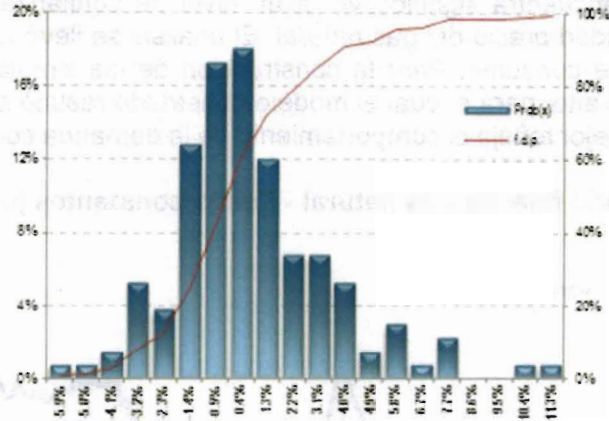
Fuente: SUI. Cálculos: CREG. Pesos por MBTU, a precios constantes de junio de 2015.

Para efectos de la generación de los escenarios simulados, se toma la demanda compuesta por los usuarios industriales y comerciales como la porción de la demanda que puede presentar variaciones en consumo frente a variaciones en el precio del gas natural. El valor del impacto está dado por la multiplicación entre la elasticidad precio de la demanda, tomada del Documento CREG 050 de 2012, y la variación del precio del gas natural que, de manera aleatoria, se tenga para cada uno de las simulaciones y periodos del flujo de caja que se construye.



2

### Histograma del cambio en la tarifa de gas natural al usuario final



Fuente: SUI. Cálculos: CREG.

Para determinar la posible variación en el precio del gas natural, y por consiguiente la variación en la demanda, se tomó la serie histórica de precios de tarifas finales a usuarios de gas natural. A partir de la información se calcula la variación mensual del precio y con los datos obtenidos se construye una distribución discreta a partir de la cual se generan de manera aleatoria las variaciones en el precio del gas natural. En el histograma se presenta la distribución de las variaciones mensuales de la tarifa usuario final, calculada en pesos constantes de mayo de 2016, en donde se aprecia la probabilidad de ocurrencia asociada a las diferentes magnitudes de la variación en precio.

El impacto en la demanda, resultado de la elasticidad y la variación en el precio para cada  $t$ , se tiene en cuenta para la simulación de la demanda de volumen. El impacto es calculado para cada uno de los periodos que componen el flujo de caja.

En la siguiente tabla se resumen los parámetros de la modelación llevada a cabo:

#### Parámetros para la simulación del efecto de la variación del precio del gas natural en la demanda de transporte

DDA sujeta a variación por cambios en el precio del gas natural $DDASV = DDA\ Ind\ y\ Com / DDA\ Total$	48,7%
Variación del precio del gas natural ( $\Delta\%P$ )	Simulación histórica
Elasticidad precio de la demanda	$\epsilon_p = -1.41$

Los parámetros de la distribución utilizada, así como los números aleatorios generados, que corresponden a la variación en el precio del gas natural, se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

#### 9.1.5.5.6. Declinación en la tasa de producción de una fuente de gas antes de lo previsto

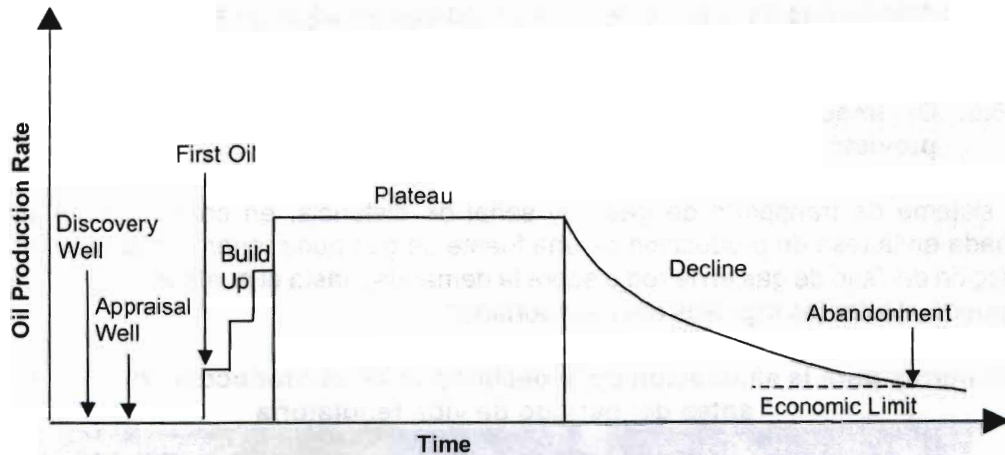
En el sistema de transporte de gas hay señal de distancia, en consecuencia, la caída anticipada en la tasa de producción de una fuente de gas puede tener consecuencias sobre la dirección del flujo de gas en la red o sobre la demanda, hasta el punto en que la reducción de la puede afectar los ingresos del transportador.

#### Parámetros para la simulación de la declinación en la producción de una fuente antes del periodo de vida regulatoria

	Demanda de capacidad
Año del posible pico de producción	10
Probabilidad para determinar el año de inicio en la declinación de una fuente después del pico de producción En donde: $Prob(X = t) = 1/n$	$1/n = 0.045$
Plazo de mitigación mediante contratos	11
Forma de caída de la demanda	Exponencial
Tasa anual de declinación	6%

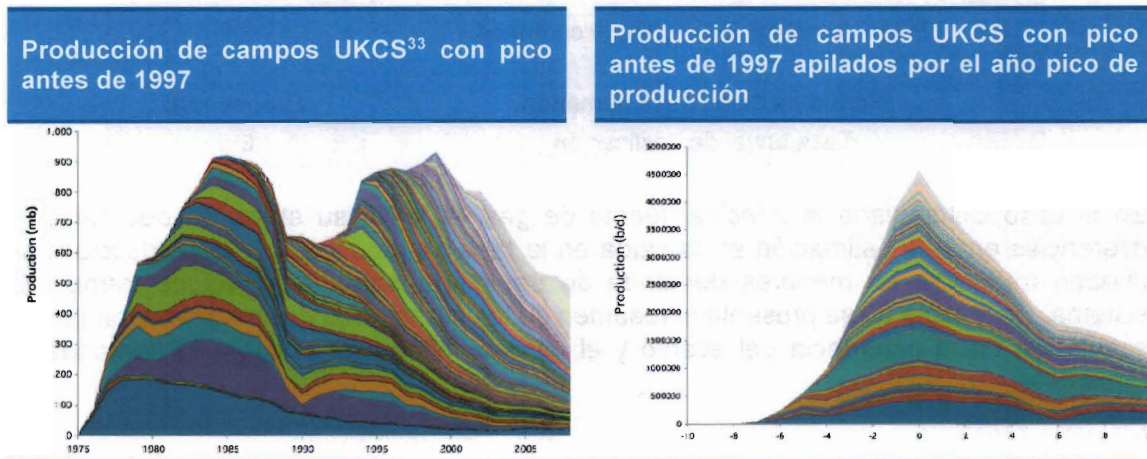
En el caso Colombiano la principal fuente de gas ya inició su etapa de declinación y diferencias entre la estimación en la caída en la tasa de producción y la producción real pueden traducirse en menores demanda de transporte para determinados tramos del sistema. En la tabla 30 se presenta el resumen de los parámetros que se definieron para la simulación de la ocurrencia del evento y el impacto puede tener sobre la demanda de transporte.

### Perfil de producción genérico de un campo



Fuente: Miller [12] y Höök [13].

Para caracterizar el evento es necesario determinar dos elementos. El año pico de producción de un campo y la forma en que cae la tasa de producción una vez se supera el pico de producción. En el gráfico 13 se pueden observar las diferentes etapas de la vida de producción de un campo: el descubrimiento del campo, la evaluación del campo, el inicio de la explotación, la consolidación en la producción, el plateau, en donde se encuentra el pico de producción, y la posterior declinación hasta el abandono del campo, en el momento en que los costos de explotación superan los ingresos generados.



Fuente: Sorrell [14]

Para la simulación del evento se considera un primer momento, antes del cual la probabilidad de declinación del campo es mínima. A partir de este, es necesario determinar el periodo durante el cual es posible el inicio en la declinación. Se definió como primer momento el periodo  $t=10$  del flujo de caja, ver gráficos 14 y 15. Así mismo, se determinó, a partir de información de la industria [13], que la probabilidad de un campo haya iniciado la

<sup>33</sup> Plataforma continental del Reino Unido por sus siglas en inglés (UK Continental Shelf). Es la región de aguas que rodea el Reino Unido sobre la cual el país reclama derechos mineros.

etapa de declinación, para un horizonte de tiempo de 20 años, contados a partir del año 10 años de producción, es del 90%.

Para determinar el momento  $t$  de ocurrencia del evento en cada una de las simulaciones y para facilidad de la simulación, se utiliza una distribución uniforme discreta. El evento tiene una probabilidad de ocurrir en cualquiera de los periodos posteriores a  $t=10$  de 4.5%, resultado de distribuir la probabilidad de ocurrencia del evento del 90% en los 20 años. Por consiguiente, la ocurrencia del evento y el momento en el que se presenta, para cada uno de los escenarios simulados, se da aleatoriamente.

#### Tasa de declinación promedio ponderada para América Latina

	Supergigante	Gigante	Grande	Total
Después del pico de producción	8.4%	5.2%	6.9%	6.0%
Después de terminado el plateau	9.5%	5.3%	6.8%	6.1%

Fuente: "World Energy Outlook", 2008 [15]

Por cada simulación el evento solo puede ocurrir una vez. Habrá escenarios en donde para ningún periodo del flujo de caja se presenta el evento. Esta situación está determinada por el valor asignado a  $p$ . Para determinar el impacto, dada la ocurrencia del evento, se toma como referencia la estimación presentada en el World Energy Outlook [15] en donde para el ponderado de América Latina la tasa de declinación es del 6% anual, ver tabla 31. La estimación de la tasa de declinación en la producción de campos para América Latina se hizo a partir de datos para un total de 66 campos, de los cuales 6 eran supergigantes, 34 gigantes y 26 grandes<sup>34</sup>.

Para modelar la forma en que se da la caída en la producción, una vez se presenta el evento, se utiliza el siguiente modelo de declinación en la producción:

$$Q'(t) = Q'(t_0)e^{-\lambda(t-t_0)} \quad (37)$$

En donde,

$Q'(t_0)$ : Tasa de producción inicial.

$\lambda$ : Tasa de declinación.

Finalmente, de la misma manera en que se tuvo en cuenta para la simulación del agotamiento súbito de una fuente, se considera como fuente de mitigación forma de contratación de capacidad, la cual está asociada al cargo fijo y se contrata a largo plazo en la modalidad firme. De ocurrir el evento, el impacto solo se vería reflejado a partir de  $t=12$ .

#### 9.1.5.5.7. Modelo de flujo de caja

Para estimar las diferencias en tasa de retorno entre el escenario base y el escenario medio de la simulación Montecarlo es necesario contar con un flujo de caja a partir del cual se pueda hacer la estimación de la tasa interna de retorno para los dos escenarios.

<sup>34</sup> Para mayor detalle sobre las definición de tipos de campo consulte el "World Energy Outlook" 2008 [15]

La construcción del flujo de caja se realiza a partir de la información de inversiones, demanda y AOM considerada para los cálculos tarifarios aprobados con base en la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010. Este cálculo de cargos utilizando los valores de demanda, gastos de AOM, inversiones y tasa de descuento corresponde al escenario base. A partir de este escenario se simuló varios casos que consideran los riesgos que surgen con el modelo regulatorio propuesto en la nueva metodología.

A continuación se presenta la formulación utilizada para la obtención de los cargos sobre los cuales se construye el flujo de caja. Las siguientes ecuaciones corresponden a los cargos que reconocen inversión.

$$T_{Inv(F)} = \frac{IE_t + VP(PNI_t + IAC_t, Tkc)}{VP DDA(CAP_t, Tkc) * 365} * \%CF \quad (10)$$

$$T_{Inv(V)} = \frac{IE_t + VP(PNI_t + IAC_t, Tkv)}{VP DDA(VOL_t, Tkv)} * \%CV \quad (11)$$

Donde,

$T_{Inv(F)}$	:	Cargo fijo de transporte que reconoce inversión.
$T_{Inv(V)}$	:	Cargo variable de transporte que reconoce inversión.
$T_{AOM}$	:	Cargo de transporte que reconoce AOM.
$IE_t$	:	Inversión existente.
$VP(PNI_t + IAC_t, Tkc)$	:	Valor presente del programa de nuevas inversiones y las inversiones en aumento de capacidad, descontadas a la tasa $Tkc$ .
$VP(PNI_t + IAC_t, Tkv)$	:	Valor presente del programa de nuevas inversiones y las inversiones en aumento de capacidad, descontadas a la tasa $Tkv$ .
$VP(ADM_t, Tkc)$	:	Valor presente de los gastos de AOM descontados a la tasa $Tkc$ .
$Tkc$ :		Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en dólares americanos.
$Tkv$ :		Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de volumen a través de cargos variables expresados en dólares americanos.

La siguiente ecuación corresponde al cálculo del cargo de transporte que reconoce AOM:

$$T_{AOM} = \frac{VP(AOM_t, Tkp)}{VP DDA(CAP_t, Tkp) * 365} \quad (12)$$

En donde:

- $VP DDA(CAP_t, Tkc)$  : Valor presente de la demanda de capacidad, expresada en Kpcd, descontada a la tasa  $Tkc$ .
  - $VP(AOM_{St}, Tkc)$  : Valor presente de  $AOM_{St}$  descontado a la tasa  $Tkc$ .
  - $Tkp$  : Tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de capacidad.
  - $T_{Inv(F)}$  : Cargo fijo de transporte que reconoce inversión.
  - $T_{Inv(V)}$  : Cargo variable de transporte que reconoce inversión.
  - $T_{AOM}$  : Cargo de transporte que reconoce AOM.
  - $IE_t$  : Inversión existente.
  - $VP(PNI_t + IAC_t, Tkc)$  : Valor presente del programa de nuevas inversiones y las inversiones en aumento de capacidad, descontadas a la tasa  $Tkc$ .
  - $VP(PNI_t + IAC_t, Tkv)$  : Valor presente del programa de nuevas inversiones y las inversiones en aumento de capacidad, descontadas a la tasa  $Tkv$ .
  - $VP(ADM_t, Tkc)$  : Valor presente de los gastos de AOM descontados a la tasa  $Tkc$ .
- $Tkp$ : Tasa promedio de costo de capital, real antes de impuestos, remunerado por servicios de capacidad a través de cargos fijos expresados en pesos.

Con el resultado se construye el flujo de caja, con un horizonte de 20 años que equivale al período de vida regulatorio de los activos asociados, sobre el cual se calcula la TIR.

Se debe tener presente para la construcción del flujo de caja que, para una metodología de cálculo de costos medio de mediano plazo los transportadores deben remitir a la Comisión la proyección de demanda de capacidad, demanda de volumen y AOM para los siguientes 20 años. Para el ejercicio se tomaron los valores de demandas y AOM de las resoluciones de aprobación de cargos de transporte vigentes para este período tarifario.

En la siguiente tabla se presenta el flujo de caja calculado para el escenario base.

Año	Inversión (millones de pesos)	Cargo Fijo (millones de pesos)	Cargo Variable (millones de pesos)	Cargo AOM (millones de pesos)	Gastos AOM (millones de pesos)	Flujo de Caja (millones de pesos)	Flujo de Caja (millones de dólares)
T0	5.404.063	-	-	-	-	-5.404.063	-1.787
T1	678.226	577.383	133.793	417.574	384.628	65.895	21
T2	310.017	562.214	142.009	392.190	383.804	402.792	124

2

Año	Inversión (millones de pesos)	Cargo Fijo (millones de pesos)	Cargo Variable (millones de pesos)	Cargo AOM (millones de pesos)	Gastos AOM (millones de pesos)	Flujo de Caja (millones de pesos)	Flujo de Caja (millones de dólares)
T3	186.092	536.838	158.971	361.213	393.467	477.464	142
T4	10.042	563.323	168.146	365.598	408.383	678.642	194
T5	9.500	590.353	185.238	369.559	395.231	740.419	204
T6	0	689.069	203.064	416.065	381.533	926.664	247
T7	0	716.149	215.871	417.087	402.226	946.881	243
T8	0	715.268	214.496	401.808	388.223	943.350	234
T9	0	671.650	222.252	363.930	390.760	867.072	207
T10	0	688.944	234.985	360.068	388.088	895.909	207
T11	0	764.033	250.356	385.158	390.144	1.009.403	224
T12	0	818.474	258.026	397.976	398.086	1.076.390	231
T13	0	889.524	282.754	417.192	398.697	1.190.772	246
T14	0	922.214	314.945	417.192	401.076	1.253.275	250
T15	0	934.420	305.637	407.729	390.393	1.257.393	242
T16	0	950.376	325.365	399.991	387.403	1.288.330	239
T17	0	1.027.673	353.609	417.192	407.888	1.390.586	249
T18	0	1.065.440	390.439	417.192	411.844	1.461.227	252
T19	0	1.104.596	392.687	417.192	397.577	1.516.897	253
T20	0	1.145.191	428.072	417.192	399.003	1.591.451	256

Para obtener el flujo de caja del escenario medio de la simulación, a partir del cual se estima la diferencia entre la tasa de descuento y la correspondiente TIR, se reemplazan los valores medios de demanda y gastos de AOM que resultan de los escenarios que se generaron aleatoriamente, sin modificar el valor de los cargos que se obtuvieron para la construcción del escenario base. Al efectuar el reemplazo se obtendrán diferentes valores de ingresos y gastos con los cuales se determina un nuevo valor de TIR a partir del cual se hace la comparación y estimación del parámetro *Rr*.

La construcción del flujo de caja, el cálculo de cargos, así como de la estimación de la TIR, del escenario base, se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

#### 9.1.5.5.8. Generación de escenarios probables - Simulación Montecarlo

Para estimar el impacto y probabilidad de ocurrencia de un evento es necesaria la construcción de un modelo de valoración. Un elemento fundamental de todo modelo de riesgo es la información que se va a utilizar como insumo, a partir de la cual es posible estimar los parámetros que caracterizan el comportamiento de los diferentes eventos. En este caso, se consideran fuentes de información tales como: series históricas, registros anteriores, información reportada por los agentes regulados, prácticas y experiencia de la industria, opiniones de especialistas y expertos, estudios técnicos e informes de entidades competentes, entre otros.



La valoración de un riesgo parte de la estimación de dos elementos: i) el valor en exposición, impacto si se quiere, que corresponde a la porción, en dinero o cantidades, de la variable que se afecta con la ocurrencia del evento; y ii) la frecuencia de ocurrencia del evento, o probabilidad de ocurrencia, que dependerá de las características específicas del evento que se esté simulando.

Cuando el resultado que se busca no es directamente función del evento que se simula, es decir no se puede obtener a partir de la estimación de un valor esperado que resulte de multiplicar el impacto y la probabilidad de ocurrencia de un evento, o que tampoco sea posible ajustar una distribución de probabilidad conocida a la variable objetivo para estimar los resultados, es necesario la construcción de una simulación de Montecarlo<sup>35</sup> que genere un número significativo de escenarios probables de los cuáles se obtenga su comportamiento típico.

El objetivo de la modelación es calcular la variación que presenta la remuneración de una actividad a partir de diferentes escenarios de demanda y AOM, producto de considerar la ocurrencia de los eventos identificados como riesgos. A través de estas diferencias se hace la estimación del parámetro  $R_r$ , que corresponde a la prima por diferencias en el esquema de remuneración requerida para que la remuneración de la actividad en el escenario medio de riesgo sea equivalente a la remuneración del escenario base. Como la variable objetivo no es directamente función de los eventos simulados se requiere la utilización de una simulación por el método de Montecarlo.

Los siguientes son los pasos para obtener los valores medios de Demanda y AOM, simulados mediante el método de Montecarlo, con los cuales se construye el flujo de caja que sirve para estimar las diferencias frente al escenario base:

1. Se identifican las variables que deben ser simuladas y se valida que sus variaciones presenten un comportamiento normal, del tipo  $N(\mu, \sigma^2)$ . En la simulación para cada variable y cada periodo se encuentra asociado un valor de media ( $\mu$ ), partiendo del escenario base. El valor de la desviación estándar se calcula a partir de los valores de media ( $\mu$ ). A continuación se resumen los datos:

**Parámetros para la generación de escenarios de Demanda y de AOM**

Año	DDA_V (demanda de volumen)	DDA_K (demanda de capacidad)	AOM
T2	2,4%	-6,3%	-0,3%
T3	7,7%	-8,2%	2,5%

<sup>35</sup> En términos generales, una simulación Montecarlo consiste en generar un gran número de valores factibles para una variable, suponiendo que sus variaciones pueden ser caracterizadas por un proceso estocástico. Una vez se obtienen los valores simulados, se construye una distribución de la variable de interés, de la cual se pueden calcular, entre otros, el valor esperado y el intervalo de confianza para la media.

La generación aleatoria de los valores probables de las variables de interés, depende del componente estocástico que describa la serie. Por lo anterior, es necesario proceder en dos etapas, en la primera se identifica una distribución de probabilidad que se ajuste a las variaciones históricas observadas de las variables con la que se generarán los números aleatorios y posteriormente, se procede a generar los valores y la distribución de la variable de interés.

Año	DDA_V (demanda de volumen)	DDA_K (demanda de capacidad)	AOM
T4	2,0%	1,2%	3,7%
T5	6,1%	1,1%	-3,3%
T6	5,6%	11,9%	-3,5%
T7	2,5%	0,2%	5,3%
T8	-4,2%	-3,7%	-3,5%
T9	-0,1%	-9,9%	0,7%
T10	2,0%	-1,1%	-0,7%
T11	2,7%	6,7%	0,5%
T12	-0,6%	3,3%	2,0%
T13	5,5%	4,7%	0,2%
T14	7,2%	0,0%	0,6%
T15	-6,6%	-2,3%	-2,7%
T16	2,6%	-1,9%	-0,8%
T17	4,7%	4,2%	5,2%
T18	6,3%	0,0%	1,0%
T19	-3,0%	0,0%	-3,5%
T20	5,0%	0,0%	0,4%
Promedio	2,5%	0,0%	0,2%
Desvest	4,0%	5,1%	2,8%

2. Para generar cada uno de las simulaciones, es necesario construir el conjunto de datos de la variable aleatoria  $Z$ , que va a determinar el valor de cada variable a lo largo de los periodos considerados, en este caso veinte (20), en cada simulación. Cada variable sigue un comportamiento dado por la siguiente fórmula:

$$X_{s,t} = X_{s,t-1} * e^{\left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)\Delta t + \sigma\sqrt{\Delta t} \cdot Z_{s,t}\right]} \quad (14)$$

Donde,

$X_{s,t}$  : Valor de la variable  $X$  en el periodo  $t$  de la simulación  $s$ .

$X_{s,t-1}$  : Valor de la variable  $X$  en el periodo  $t - 1$  de la simulación  $s$ .

$X_{s,0}$  : Valor base de la variable, sobre el cual se lleva a cabo la simulación. El valor base es el mismo para cualquier simulación.

$\mu$  : Para el ejercicio de simulación se considera igual a cero (0).

- $\sigma$  : Desviación estándar de las variaciones de la variable (volatilidad), considerada en la simulación.
- $Z_{s,t}$  : Variable aleatoria que se distribuye normal con media cero (0) y varianza uno (1),  $N(0,1)$ . Se determina un conjunto de datos que sigue este comportamiento para cada variable, por cada simulación  $s$  y para cada periodo  $t$ .
- $s$  : Número de la simulación. En el ejercicio desarrollado se llevaron a cabo 10.000 simulaciones para cada variable.
- $t$  : Cada uno de los periodos de la vida regulatoria de los activos de distribución de gas combustible. En el caso de la simulación  $1 \leq t \leq 20$ .
- $\Delta t$  : Por construcción del modelo de flujo de caja, el valor del cambio en el tiempo es igual a uno (1).

Dado que la simulación es multivariada, los datos correspondientes a los  $Z$  de cada variable, para cada uno de los periodos  $t$ , se organizan matricialmente. El arreglo de números aleatorios, representado por la matriz  $X$ , debe cumplir que:

$$X_{m \times n} \sim N(\vec{0}_{1 \times n}, I_{n \times n}) \quad (15)$$

- $\vec{0}_{1 \times n}$  : Vector de ceros de tamaño  $1 \times n$ .
- $I_{n \times n}$  : Matriz identidad de tamaño  $n \times n$ .
- $n$  : Número de variables base por número de años de vida regulatoria de los activos  $t - 1$ . Para la simulación corresponde a  $3 \times 19 = 57$ .
- $m$  : Número de simulaciones

Si se tiene en cuenta que las variaciones de las variables base tienen una correlación entre sí, la cual se presenta en la tabla siguiente, es deseable que las variables aleatorias  $Z$  guarden la misma estructura de correlaciones.

**Matriz de correlaciones**

	DDA_V	DDA_K	AOM
DDA_V	1,00		
DDA_K	0,23	1,00	
AOM	0,35	-0,04	1,00

Para que la matriz de aleatorios que se utilice en la simulación tenga la estructura de correlaciones de las variables se construye, a partir de  $X$ , una nueva matriz  $Y$ , mediante el siguiente procedimiento:

$$Y_{n \times n} = X_{m \times n} * L_{n \times n}^T \sim N(\vec{0}_{1 \times n}, A_{n \times n}) \quad (16)$$

2

En donde:

- $Y_{m \times n}$  : Matriz de números aleatorios, que contiene la estructura de correlaciones de la variación de las variables.
- $X_{m \times n}$  : Matriz de números aleatorios que siguen un comportamiento  $N(\vec{0}_{1 \times n}, I_{n \times n})$ .
- $L_{n \times n}^T$  : Matriz triangular superior, resultado de un proceso de factorización de Cholesky aplicado a la matriz de correlaciones  $A_{n \times n}$ .
- $A_{n \times n}$  : Matriz de correlación que tiene en su diagonal, tantas veces como periodos se consideren en cada simulación, en este caso 19, la matriz de correlaciones de las variaciones de las variables base (demanda capacidad, demanda volumen, AOM), y en las demás posiciones cero (0). Si se tiene en cuenta que son cinco (3) variables base y 19 años, la dimensión de  $A$  es 57x57.

Para efectos de considerar la ocurrencia de los riesgos caracterizados, a la ecuación (14) se le adiciona un término que recoge el incremento o decrecimiento en la variable  $X_{s,t}$ , que se debe considerar para cada periodo  $t$  de la simulación  $s$ .

$$X_{s,t} = X_{s,t-1} * e^{\left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)\Delta t + \sigma\sqrt{\Delta t} \cdot Z_{s,t}\right]} * (1 + w_{s,t}) \quad (17)$$

En donde

- $w_{s,t}$  : Variación porcentual, adicional al dado por la simulación Montecarlo, de la variable  $X_{s,t-1}$ , por la ocurrencia del evento de riesgo que se haya considerado en su simulación.

### 3. Se calcula el valor esperado de las variables objetivo:

Una vez se cuenta con los valores base de las variables de entrada, los números aleatorios de la simulación Montecarlo, los números aleatorios de cada uno de los riesgos considerados en la estimación y la formulación del modelo, se procede a simular cada uno de los escenarios y calcular los respectivos valores  $X_{s,t}$  de Demanda de volumen, demanda de capacidad y de AOM.

En el escenario de partida la distribución de los tipos de gasto y demandas será igual a la observada en el histórico. A partir del periodo  $t=1$ , cada uno de los componentes del AOM y de la demanda se comportará dependiendo de los parámetros que los caracterizan, los cuales también fueron calculados a partir de la información histórica, y de los eventos de riesgo que los puedan afectar.

Las variables objetivos de la simulación son los valores de demanda de volumen, demanda de capacidad y AOM que remplazarán los valores del escenario base del flujo de caja. Dichos valores corresponden al valor esperado, o promedio aritmético, de los valores simulados para cada periodo, tanto para las demandas, como para el AOM. Las siguientes son las fórmulas mediante las cuales se calculan las variables objetivo de la simulación:

$$\overline{AOM}_t = \frac{\sum_{s=1}^{10.000} X_{s,t}}{10.000 * n} \quad (18)$$

$$\overline{DDA}_t = \frac{\sum_{s=1}^{10.000} X_{s,t}}{10.000 * n} \quad (19)$$

Así mismo, si no se consideran en la simulación ninguno de los eventos que fueron identificados como causas de riesgo, se cumple que el valor esperado, de las 10,000 simulaciones, de AOM y demanda es estadísticamente igual al valor base de AOM y demanda. En otras palabras se cumple que:

$$AOM_{Base,t} \cong \overline{AOM}_t \quad (20)$$

$$DDA_{Base,t} \cong \overline{DDA}_t \quad (21)$$

El cálculo del valor esperado de las variables objetivo arroja el siguiente resultado:

AÑO	DDA_K	DDA_V	AOM
T1	1.055.036	194.734.383	387.381.145.095
T2	990.900	194.033.656	389.146.854.172
T3	912.627	203.671.864	402.066.268.401
T4	923.703	202.161.702	420.325.091.995
T5	933.666	209.104.010	409.755.837.499
T6	1.051.140	214.909.909	398.460.404.522
T7	1.053.818	214.451.271	423.150.298.051
T8	1.015.178	200.001.615	411.396.167.035
T9	919.513	193.957.284	417.177.845.812
T10	909.744	192.132.744	417.400.580.401
T11	970.636	192.010.162	422.758.475.725
T12	998.144	185.441.821	434.619.020.908
T13	1.038.388	191.279.119	438.581.396.085
T14	1.027.987	199.408.338	444.554.167.244
T15	992.355	181.405.087	436.016.941.734
T16	959.092	180.856.465	435.984.550.962
T17	983.449	184.166.440	462.605.494.472
T18	964.700	190.971.709	470.760.037.177
T19	944.310	179.971.478	458.012.373.453
T20	922.231	184.052.547	463.259.114.429

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de las variables objetivo de la simulación Montecarlo se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

4. Finalmente, los valores esperados de las variables objetivo son reemplazados en el flujo de caja (descrito inicialmente). Manteniendo constantes los cargos calculados en el

2

escenario base, con los valores simulados de Demanda y AOM se calculan ingresos que remunerar inversión, ingresos que remunerar AOM y AOM. Se construye el flujo de caja con los nuevos valores y se calcula la TIR del mismo. A partir de la diferencia entre la TIR del escenario base y la TIR de la simulación, se estima el valor requerido de prima por diferencias en el esquema de remuneración,  $R_r$ , para que las dos tasas de retorno sean iguales.

#### 9.1.5.5.9. Resultado de los escenarios simulados

El siguiente es el flujo de caja que se obtiene al utilizar los valores de Demandas y AOM que resultan de la simulación Montecarlo, manteniendo fijos los cargos de inversión y AOM calculados en el escenario base.

Año	Inversión (millones COP)	Cargo Fijo (millones COP)	Cargo Variable (millones COP)	Cargo AOM (millones COP)	Gastos AOM (millones COP)	Flujo de Caja (millones COP)	Flujo de Caja (millones USD)
T0	5.404.063	-	-	-	-	-5.404.063	-1.787
T1	678.226	577.383	133.793	417.574	387.381	63.142	20
T2	310.017	562.213	138.210	392.190	389.147	393.449	121
T3	186.092	536.832	150.407	361.210	402.066	460.290	137
T4	10.042	563.316	154.779	365.593	420.325	653.321	187
T5	9.500	590.317	165.977	369.537	409.756	706.576	195
T6	-	689.015	176.855	416.032	398.460	883.441	235
T7	-	716.157	182.963	417.092	423.150	893.062	229
T8	-	715.252	176.906	401.799	411.396	882.560	219
T9	-	671.659	177.865	363.935	417.178	796.281	190
T10	-	688.945	182.667	360.069	417.401	814.280	188
T11	-	762.072	189.259	384.169	422.758	912.742	203
T12	-	812.470	189.502	395.057	434.619	962.410	206
T13	-	876.290	202.851	410.985	438.581	1.051.344	217
T14	-	899.395	219.027	406.868	444.554	1.080.736	216
T15	-	900.127	206.576	392.765	436.017	1.063.451	205
T16	-	901.927	213.520	379.600	435.985	1.059.062	197
T17	-	958.820	225.418	389.240	462.605	1.110.873	199
T18	-	975.106	242.338	381.820	470.760	1.128.504	195
T19	-	989.575	236.772	373.750	458.012	1.142.084	190
T20	-	1.001.955	251.040	365.011	463.259	1.154.747	186

Se obtiene como resultado una diferencia de 1,10% entre las tasas de retorno de los dos flujos de caja, base y simulación. Se estima el valor requerido de  $R_r$ , para igualar las TIR. El cálculo de este parámetro arroja el siguiente resultado:

	2016	2017	2018	2019+
$R_{r,a}$			1,32%	

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de este parámetro se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

### 9.1.5.6. Costo del capital propio en dólares

Remplazando en (7) los valores calculados hasta este punto se tiene el siguiente resultado:

$$Ke_{usd,a,t} = R_{f,t} + (\beta_{L,t} * R_{m,t}) + R_{p,t} + R_{r,a}$$

	2016	2017	2018	2019+
$R_{f,t}$	2,08%			
$\beta_{L,t}$	0,67	0,67	0,66	0,69
$R_{m,t}$	6,18%			
$R_{p,t}$	2,50%			
$R_{r,a}$	1,32%			

$$Ke_{usd,a,t} = 2,08\% + (\beta_{L,t} * 6,18\%) + 2,50\% + 1,32\%$$

Teniendo en cuenta los diferentes valores de  $\beta_{L,t}$ , se tienen los siguientes resultados para  $Ke_{usd,a,t}$ :

	2016	2017	2018	2019+
$Ke_{usd,a,t}$	10,06%	10,02%	10,00%	10,18%

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de este parámetro se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

### 9.1.5.7. Costo del capital propio en pesos

Para calcular el valor del costo del capital propio en pesos, deben obtenerse antes los valores para  $Swap_{cop,n,t}$  y  $Swap_{usd,n,t}$  que, según Resolución CREG 095 de 2015, se definen como el promedio de la tasa de la curva swap libor peso al plazo  $n$  y como el promedio de la tasa de la curva swap libor al plazo  $n$ , respectivamente.

Una vez calculados estos parámetros y remplazando en (6) se tiene:

$$Ke_{cop,a,t} = \left[ \frac{(1 + Ke_{usd,a,t})^n * (1 + Swap_{cop,n,t})^n}{(1 + Swap_{usd,n,t})^n} \right]^{\frac{1}{n}} - 1$$

	2016	2017	2018	2019+
$Ke_{usd,a,t}$	10,06%	10,02%	10,00%	10,18%
$Swap_{cop,n,t}$	7,07%			

$Swap_{usd,n,t}$	2,02%
$n$	10

$$Ke_{cop,a,t} = \left[ \frac{(1 + Ke_{usd,a,t})^{10} * (1 + 7,07\%)^{10}}{(1 + 2,02\%)^{10}} \right]^{\frac{1}{10}} - 1$$

Teniendo en cuenta los diferentes valores de  $Ke_{usd,a,t}$ , se tienen los siguientes resultados para  $Ke_{cop,a,t}$ :

	2016	2017	2018	2019+
$Ke_{cop,a,t}$	15,50%	15,46%	15,44%	15,63%

El proceso llevado a cabo y la información utilizada para la estimación de los parámetros de costo del capital propio en pesos se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

#### 9.1.6. Tasa de descuento en pesos para transporte de gas natural

Reemplazando en (3) los valores anteriormente calculados se tiene lo siguiente:

$$TD_{cop,a,t} = \frac{W_d * Kd_{cop,t} + \frac{W_e * Ke_{cop,a,t}}{(1 - Tx)} - \pi_{cop,t}}{1 + \pi_{cop,t}}$$

	2016	2017	2018	2019+
$W_d$	40%			
$Kd_{cop,t}$	9,50%			
$W_e$	60%			
$Ke_{cop,a,t}$	15,50%	15,46%	15,44%	15,63%
$Tx$	40%	42%	43%	34%
$\pi_{cop,t}$	4,17%			

$$TD_{cop,a,t} = \frac{40\% * 9,5\% + \frac{60\% * Ke_{cop,a,t}}{(1 - Tx)} - 4,17\%}{1 + 4,17\%}$$

Teniendo en cuenta los diferentes valores de  $Ke_{cop,a,t}$  y  $Tx$ , se tienen los siguientes resultados para la  $TD_{cop,a,t}$ :

2



	2016	2017	2018	2019+
$TD_{cop,a,t}$	14,53%	15,00%	15,25%	13,29%

El proceso llevado a cabo y la información utilizada, para la estimación de la tasa de descuento, se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

Considerando la metodología de transporte de gas natural es necesario realizar una transformación sobre la tasa de descuento de la siguiente forma:

$$Tkp = TD_{cop,a,t} - (0,2 * 2,68\%)$$

Año	Tkp
2016	14,00%
2017	14,47%
2018	14,72%
2019	12,75%

Adicionalmente respecto a la remuneración de ingreso regulado, se toma una prima por esquema de remuneración suponiendo únicamente el riesgo de cambios en los costos de operación y mantenimiento, referente al aumento en los costos de personal por encima de la inflación. En este caso el valor de  $Rr$  es el siguiente:

	2016	2017	2018	2019+
$Rr,a$	0,36%			

Aplicando nuevamente la transformación, se tiene que:

$$Tkip = TD_{cop,a,t} - (0,2 * 2,68\%)$$

Año	Tkip
2016	13,03%
2017	13,46%
2018	13,69%
2019	11,87%

2

## 9.2. CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO EN DÓLARES

De conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG 095 de 2015, la fórmula general para la estimación de la tasa de descuento, en pesos constantes y antes de impuestos, es la siguiente:

$$TD_{usd,a,t} = \frac{WACC_{usd,a,t} - \pi_{usd,t}}{1 + \pi_{usd,t}} \quad (22)$$

En la misma resolución se establece que:

$$WACC_{usd,a,t} = W_d * Kd_{usd,t} + \frac{w_e * Ke_{usd,a,t}}{(1 - Tx)} \quad (23)$$

Al remplazar (23) en (22) se tiene la siguiente fórmula:

$$TD_{usd,a,t} = \frac{W_d * Kd_{usd,t} + \frac{w_e * Ke_{usd,a,t}}{(1 - Tx)} - \pi_{usd,t}}{1 + \pi_{usd,t}} \quad (24)$$

Donde,

$TD_{usd,a,t}$ :	Tasa de descuento antes de impuestos y en dólares constantes para la actividad a, en el momento t. Tasa utilizada en la determinación de cargos tarifarios de las actividades por redes y de la actividad de generación de energía eléctrica en ZNI.
$WACC_{usd,a,t}$ :	Costo promedio ponderado de capital en dólares corrientes y antes de impuestos para la actividad a, en el momento t.
$\pi_{usd,t}$ :	Promedio de la expectativa de inflación para el momento t, calculada como el promedio de los diferenciales entre el Mid yield del bono de los Estados Unidos de América a 10 años (Ticker Bloomberg: USGG10YR Index) y la tasa del Treasury Inflation Protected Securities con plazo de emisión de 10 años (Ticker Bloomberg: GTII10 Govt). Cada uno de los diferenciales se calcula de la siguiente manera:

$$\pi_{usd,i} = \frac{1 + USGG10YR Index_i}{1 + GTII10 Govt_i} - 1$$

En donde i es cada una de las fechas para las que existe información.

$W_d$ :	Ponderador para el costo de la deuda. El valor a aplicar para efectos de cálculo es 40%.
$W_e$ :	Ponderador para el costo del capital propio. El valor a aplicar para efectos de cálculo es $1 - W_d = 60\%$ .
$kd_{usd,t}$ :	Costo de la deuda en dólares, equivalente al costo de la deuda en pesos en el momento i. Su valor está dado por la siguiente expresión:



$$Kd_{usd,t} = \left[ \frac{(1 + Kd_{cop,t})^n * (1 + Swap_{usd,n,t})^n}{(1 + Swap_{cop,n,t})^n} \right]^{\frac{1}{n}} - 1$$

Los valores de  $Kd_{cop,t}$ ,  $Swap_{usd,n,t}$ ,  $Swap_{cop,n,t}$  y  $n$  se obtienen bajo el método de cálculo descrito en el artículo 3 de esta resolución.

$Ke_{usd,a,t}$ : Costo del capital propio en dólares, equivalente al costo del capital propio en pesos, para la actividad a, en el momento t. El valor de  $Ke_{usd,a,t}$  se obtiene bajo el método de cálculo descrito en el artículo 3 de esta resolución.

$Tx$ : Tasa de impuestos aplicable para efectos del cálculo.  
 a: Transporte de gas natural  
 t: 31 mayo de 2016

De la descripción anterior se obtienen los valores de cada uno de los parámetros requeridos para el cálculo.

	2016	2017	2018	2019+
$Ke_{usd,a,t}$	10,06%	10,02%	10,00%	10,18%

El costo de la deuda en dólares, según Resolución CREG 095 de 2015, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Kd_{usd,a,t} = \left[ \frac{(1 + Kd_{cop,a,t})^n * (1 + Swap_{usd,n,t})^n}{(1 + Swap_{cop,n,t})^n} \right]^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (25)$$

A partir de la ecuación (25) obtenemos lo siguiente:

	2016	2017	2018	2019+
$Kd_{usd,t}$	4,34%			

### 9.2.1. Expectativas de inflación de Estados Unidos de América

Se calcula como el promedio de los diferenciales entre el Mid yield del bono de los Estados Unidos de América a 10 años (Ticker Bloomberg: USGG10YR Index) y la tasa del Treasury Inflation Protected Securities con plazo de emisión de 10 años (Ticker Bloomer: GTII10 Govt). En donde  $i$  es cada una de las fechas para las que existe información:

$$\pi_{usd,i} = \frac{1 + USGG10YR Index_i}{1 + GTII10 Govt_i} - 1 \quad (25)$$

El cálculo de este parámetro arroja el siguiente resultado:

2

	2016	2017	2018	2019+
$\pi_{usd,i}$	1,56%			

### 9.2.2. Tasa de descuento para transporte de gas natural en dólares

Reemplazando en (24) los valores anteriormente calculados se tiene lo siguiente:

	2016	2017	2018	2019+
$W_d$	40%			
$Kd_{usd,t}$	4,34%			
$W_e$	60%			
$Ke_{usd,a,t}$	10,06%	10,02%	10,00%	10,18%
$Tx$	40%	42%	43%	34%
$\pi_{usd,t}$	1,56%			

Teniendo en cuenta los diferentes valores de  $Ke_{usd,a,t}$  y  $Tx$ , se tienen los siguientes resultados para la  $TD_{usd,a,t}$ :

	2016	2017	2018	2019+
$TD_{usd,a,t}$	10,08%	10,38%	10,54%	9,29%

El proceso llevado a cabo y la información utilizada, para la estimación de la tasa de descuento, se pueden verificar en la hoja de cálculo electrónica que hace parte de los archivos que se adjuntan a este documento.

Considerando la metodología de transporte de gas natural es necesario realizar una transformación sobre la tasa de descuento de la siguiente forma:

$$Tkc = TD_{usd,a,t} - (0,2 * 2,68\%)$$

Año	Tkc
2016	9,55%
2017	9,85%
2018	10,01%
2019	8,75%

Considerando la metodología de transporte de gas natural es necesario realizar una transformación sobre la tasa de descuento de la siguiente forma:

$$Tk_v = TD_{usd,a,t} - (0,8 * 2,68\%)$$

Año	Tk <sub>v</sub>
2016	12,23%
2017	12,53%
2018	12,69%
2019	11,43%

Adicionalmente respecto a la remuneración de ingreso regulado, se toma una prima por esquema de remuneración suponiendo únicamente el riesgo de cambios en los costos de operación y mantenimiento, referente al aumento en los costos de personal por encima de la inflación. En este caso el valor de  $R_r$  es el siguiente:

	2016	2017	2018	2019+
$R_{r,a}$	0,36%			

Aplicando nuevamente la transformación, se tiene que:

$$Tk_{id} = TD_{usd,a,t} - (0,2 * 2,68\%)$$

Año	Tk <sub>id</sub>
2016	8,60%
2017	8,87%
2018	9,01%
2019	7,89%

2