



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**



**CARGOS REGULADOS PARA EL  
GASODUCTO FLANDES – GUANDO,  
PROPIEDAD DE PETROBRAS COLOMBIA  
LIMITED**

**DOCUMENTO CREG-091**  
**25 de agosto de 2011**

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

## CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	905
1.1	Descripción del sistema de transporte de Petrobras .....	905
1.2	Desarrollo de la actuación administrativa .....	906
2.	SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA .....	911
2.1	Inversión .....	911
2.1.1	Inversión existente en el período tarifario t-1 .....	911
2.1.2	Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 .....	912
2.1.3	Inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1 .....	912
2.1.4	Inversiones en activos no disponibles para la operación.....	913
2.1.5	Programa de nuevas inversiones del período tarifario t .....	913
2.1.6	Inversiones en aumento de capacidad del período tarifario t .....	913
2.2	Gastos de administración, operación y mantenimiento .....	913
2.2.1	Gastos registrados en la contabilidad del período tarifario t-1.....	913
2.2.2	Gastos asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t .....	914
2.2.3	Otros gastos de AOM .....	914
2.2.3.1	Gastos en corridas con raspador inteligente .....	914
2.2.3.2	Gas de empaquetamiento .....	915
2.2.3.3	Valor catastral de los terrenos e inmuebles.....	915
2.3	Demanda de volumen y capacidad .....	915
2.4	Capacidad máxima de mediano plazo.....	916
2.5	Tramos y grupos de ductos para efectos tarifarios.....	916
3.	ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA.....	917
3.1	Inversión .....	917
3.1.1	Inversión existente, $IE_t$ .....	917
3.1.1.1	Inversión existente en el período tarifario t-1, $IE_{t-1}$ .....	918
3.1.1.2	Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, $PNI_{t-1}$ .....	919
3.1.1.3	Inversiones no incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, $IFPNI_{t-1}$ .....	919
3.1.1.4	Inversiones en activos no disponibles para la operación, $INO_t$ .....	920
3.1.2	Programa de nuevas inversiones, $PNI_t$ .....	921
3.1.3	Inversiones en aumento de capacidad, $IAC_t$ .....	921
3.2	Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM .....	921
3.2.1	Gastos de AOM asociados a inversión existente, $AOM_t$ .....	921
3.2.2	Gastos de AOM para nuevos proyectos.....	925
3.2.3	Otros gastos de AOM, $OAOM_t$ .....	925
3.2.3.1	Gastos en corridas con raspador inteligente, $GCR_t$ .....	925
3.2.3.2	Gastos asociados al gas de empaquetamiento, $GGE_t$ .....	927
3.3	Demanda de volumen y capacidad .....	929
3.3.1	Publicación de demandas .....	929
3.3.2	Evaluación con el factor de utilización (FU).....	929
4.	CÁLCULO TARIFARIO.....	932
5.	PROPUESTA A LA CREG.....	932



## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Análisis en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 DE 2009.....	933
Anexo 2. Producer Price Index, PPI.....	938
Anexo 3. Precio para valorar el gas de empaquetamiento, $PGE_t$ .....	940



903

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valor de la inversión existente en el período tarifario t-1, reportado por Petrobras .....	912
Tabla 2. Valor de las inversiones del PNI del período tarifario t-1, reportado por Transgastol .....	912
Tabla 3. Valor de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1, reportado por Transgastol .....	912
Tabla 4. Gastos registrados en la contabilidad, AOMg, reportados por Petrobras .....	913
Tabla 5. Gastos en corridas con raspador inteligente, reportados por Petrobras	914
Tabla 6. Gas de empaquetamiento, reportado por Petrobras .....	915
Tabla 7. Demanda esperada de capacidad, reportada por Petrobras .....	915
Tabla 8. Demanda esperada de volumen, reportada por Petrobras .....	916
Tabla 9. Capacidad máxima de mediano plazo, reportada por Petrobras .....	916
Tabla 10. Valor de la inversión existente reconocido en el período tarifario t-1 ...	919
Tabla 11. Valor del IFPNI <sub>t-1</sub> para el gasoducto Flandes – Guando .....	920
Tabla 12. Valores eficientes de inversión existente, IE <sub>t</sub> .....	921
Tabla 13. Valores de AOMg <sub>t-1</sub> .....	924
Tabla 14. Valores de AOMr <sub>t-1</sub> .....	924
Tabla 15. Gastos de AOM asociados a la inversión existente, AOM <sub>t</sub> .....	925
Tabla 16. Costo unitario de corrida con raspador, reportado por Petrobras .....	926
Tabla 17. Gastos en corridas con raspador inteligente aprobados en el período tarifario t-1 .....	926
Tabla 18. Costo unitario eficiente de corrida con raspador inteligente .....	926
Tabla 19. Gastos eficientes en corridas con raspador inteligente, GCR <sub>t</sub> .....	927
Tabla 20. Gas de empaquetamiento – QGE <sub>t</sub> .....	928
Tabla 21. Gastos de AOM asociados al gas de empaquetamiento, GGE <sub>t</sub> .....	928
Tabla 22. Demanda esperada de capacidad vs. capacidad contratada en firme.	931
Tabla 23. Demandas esperadas de capacidad, DEC <sub>t</sub> , y de volumen, DEV <sub>t</sub> .....	932
Tabla 24. Parejas de cargos fijos y variables y cargo de AOM (cifras a diciembre 31 de 2009) .....	932



## **CARGOS REGULADOS PARA EL GASODUCTO FLANDES – GUANDO, PROPIEDAD DE PETROBRAS S.A. E.S.P**

### **1. ANTECEDENTES**

Petrobras Colombia Limited, en adelante Petrobras, es una sociedad anónima de capital extranjero, dedicada a la actividad de exploración, producción y comercialización de hidrocarburos<sup>1</sup>. Opera y es parte del contrato de Asociación Boquerón, correspondiente al campo Guando, en conjunto con Ecopetrol y Nexen Petroleum Company.

La Asociación Boquerón requiere generar energía eléctrica (por medio de turbogeneradores) para la operación del campo Guando. Para lograr esto, utiliza el gas natural producido asociado al petróleo como fuente de energía. Sin embargo, los pronósticos de producción de gas del campo Guando permitieron determinar que el volumen disponible no sería suficiente, y que para atender las necesidades se requería la utilización de gas natural suministrado por una fuente externa. Por este motivo se construyó un gasoducto que conecta el campo Guando con el gasoducto Chicoral – Espinal – Flandes, de propiedad de la empresa Transgastol S.A. E.S.P, haciendo posible el suministro del gas natural requerido a través del Sistema Nacional de Transporte.

Debido a la cercanía del proyecto con varios municipios, Petrobras recibió solicitudes de algunas empresas de servicios públicos interesadas en abastecer las necesidades energéticas de estas poblaciones. En este sentido, el gasoducto Flandes – Guando también se utiliza para prestar el servicio de transporte de gas a terceros, por lo que perdió su condición de gasoducto dedicado y se convirtió en un activo del Sistema Nacional de Transporte. Por esta razón esta empresa solicitó a la CREG la aprobación de cargos para este gasoducto conforme a la Resolución CREG 126 de 2010.

Adicionalmente, como Petrobras no puede ejercer la función de transportador en el gasoducto para atender las solicitudes de suministro de gas por parte de los remitentes, celebró un contrato de administración del gasoducto con una empresa que puede ejercer esta función de transportador. Las tareas de operación y mantenimiento del gasoducto son ejecutadas directamente por Petrobras.

#### **1.1 Descripción del sistema de transporte de Petrobras**

El gasoducto corresponde al trayecto Flandes – Guando que inicia en el 'city gate' de Petrobras, en el municipio Flandes, y continúa paralelo al oleoducto Guando – Chicoral hasta la estación de Petrobras en el campo Guando, con tres derivaciones en su recorrido que suministran gas a los municipios de Carmen de Apicalá, Melgar y Fusagasugá.

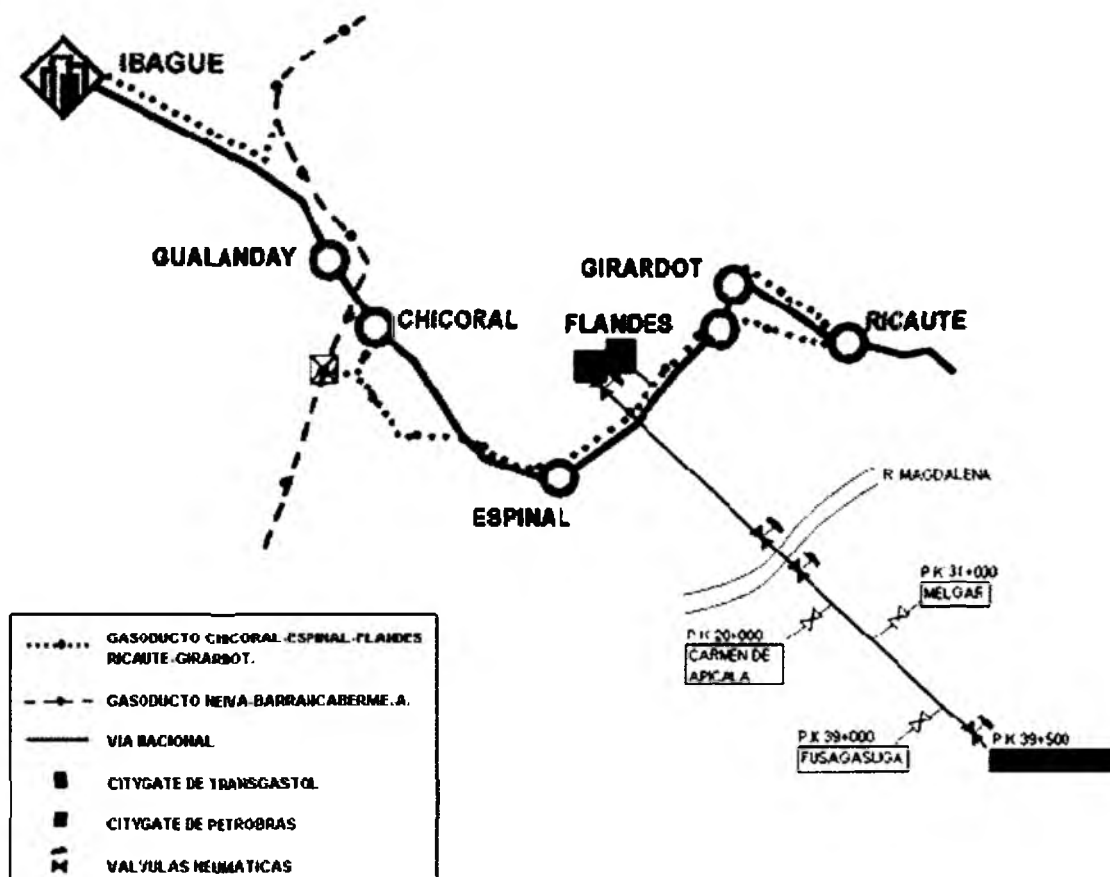
Este gasoducto conecta el sistema de transporte de Transgastol S.A. E.S.P. (Chicoral – Espinal – Flandes) con el campo Guando, por medio de una derivación horizontal, la cual ingresa al 'city gate' de la empresa Transgastol S.A. E.S.P. e inmediatamente ingresa al 'city gate' de Petrobras de donde sale y cruza el río Magdalena para continuar hasta la estación de Campo Guando de Petrobras.

---

<sup>1</sup> Solicitud tarifaria con radicado CREG E-2010-009153.



A lo largo de su recorrido, el gasoducto cuenta con cuatro válvulas neumáticas de seguridad que se accionan por baja presión: válvula en el 'city gate' de Petrobras en Flandes, válvula antes del cruce del río Magdalena, válvula después del cruce del río Magdalena y válvula a la entrada a la estación en Campo Guando.



Fuente: Solicitud de cargos Petrobras radicado CREG E-2010-009153

## 1.2 Desarrollo de la actuación administrativa

- Mediante la Resolución CREG 126 de 2010, en adelante la *metodología*, se adoptaron 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 dictaron otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2010-009153, de fecha 11 de octubre del año 2010, Petrobras presentó a la Comisión la solicitud de aprobación de cargos para el gasoducto de transporte Flandes – Guando, de conformidad con la *metodología*.
- La CREG, mediante la comunicación S-2010-004327 de fecha 14 de octubre de 2010, solicitó a Petrobras que complementara la información reportada en la solicitud de cargos. Petrobras dio respuesta con la comunicación con radicado CREG E-2010-009621 del día 22 de octubre de 2010.

BH  
908

- Mediante Auto de fecha 11 de noviembre de 2010 se dio inicio a la actuación administrativa para la aprobación de los cargos regulados para el gasoducto de transporte Flandes – Guando.
- En cumplimiento del párrafo 1 del artículo 31 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante comunicación S-2010-005012 de fecha 17 de noviembre de 2010 la Comisión remitió a Petrobras el resumen de la solicitud de cargos.
- Mediante Auto de fecha 23 de noviembre de 2010 se decretaron las siguientes pruebas:
  - i) Tener como prueba la solicitud allegada por Petrobras, todos sus anexos y la información complementaria que solicite la CREG en cumplimiento de su deber legal.
  - ii) Practicar una auditoría a la información reportada por Petrobras en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 relacionada con la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP), el gas de empaquetamiento y los gastos proyectados de compresión.
  - iii) En virtud de lo establecido en el artículo 185 del Código de Procedimiento Civil, trasladar la auditoría que se ha de practicar a los gastos de administración del gasoducto Flandes – Guando, de acuerdo con lo ordenado en el numeral segundo del auto del 27 de octubre de 2010, proferido dentro de la actuación administrativa que se adelanta a Transgastol S.A. E.S.P, e identificada con el número de expediente CREG 2010-0085.
  - iv) Ordenar a Petrobras la remisión a la CREG de los documentos que demuestren que las inversiones del PNI<sub>1</sub> efectivamente fueron ejecutadas, esto es, que están instaladas y disponibles para la operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos de transporte de gas natural.
- De conformidad con lo dispuesto en el párrafo 1 del artículo 31 de la Resolución CREG 126 de 2010, y en concordancia con los artículos 15 y 16 del Código Contencioso Administrativo, mediante comunicación con radicado E-2010-000738 de fecha 24 de enero de 2011 Petrobras reportó el extracto de la publicación del resumen de la solicitud de cargos.
- Mediante las comunicaciones CREG S-2011-000077 y S-2011-000196, de fechas 18 de enero y 28 de enero de 2011, la Comisión remitió a Petrobras, para sus comentarios, los informes de auditoría a la información reportada por Transgastol S.A. E.S.P. según el formato del anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, presentados por la empresa Páez & Asociados Cía. Ltda.
- Petrobras no presentó comentarios a los informes de auditoría a la información reportada según el formato del anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, realizada a Transgastol S.A. E.S.P.
- Mediante las comunicaciones CREG S-2011-000119 y S-2011-000488, de fechas 21 de enero y 14 de febrero de 2011, la Comisión envió a Petrobras los informes de auditoría a la información relacionada con la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP), el gas de empaquetamiento y los gastos proyectados de compresión, declarada por Petrobras en su solicitud tarifaria, presentados por la empresa Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda.



- Petrobras no presentó comentarios a los informes de auditoría a la información relacionada con la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP), el gas de empaquetamiento y los gastos proyectados de compresión.
- La Comisión, mediante la comunicación S-2011-000504, de fecha 9 de febrero de 2011, reiteró a Petrobras la obligación de remitir a la CREG los documentos que demuestren que las inversiones por fuera del PNI del período tarifario t-1, efectivamente fueron ejecutadas, esto es, que estaban disponibles para la operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos de transporte de gas natural. En la misma comunicación se solicitó diligenciar el anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, de acuerdo con lo establecido en la metodología.
- De acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante la Circular No. 009 del 25 de febrero de 2011 la Dirección Ejecutiva de la Comisión publicó las demandas esperadas de volumen y capacidad presentadas por Petrobras en su solicitud tarifaria.
- Durante el término establecido en el literal c) del artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010, la Comisión no recibió preguntas o comentarios relacionados con la información de demandas esperadas de volumen y capacidad declaradas por Petrobras y publicadas en la Circular No. 009 de 2011.
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2011-001990, de fecha 28 de febrero de 2011, Petrobras remitió a la CREG información tendiente a demostrar que las inversiones por fuera del PNI del período tarifario t-1, estaban instaladas y en operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos, y solicitó un plazo adicional de 8 días con el fin de recopilar información de gastos de operación y mantenimiento.
- Petrobras, transcurridos los 8 días concedidos mediante la comunicación CREG E-2011-001990 de fecha 28 de febrero de 2011, no envió la información de gastos de operación y mantenimiento solicitada, y mediante comunicación E-2011-002043 de fecha 1 de marzo de 2011, solicitó una reunión con la CREG para tratar el tema de envío de información de gastos de operación y mantenimiento.
- La Comisión, mediante la comunicación S-2011-001136 de fecha 11 de marzo de 2011, resalta que la información de administración para el tramo Flandes – Guando ya fue reportada por Transgastol S.A. E.S.P y auditada por la firma Páez & Asociados Cía. Ltda., y programa la reunión requerida para tratar el tema de la información solicitada para el día 18 de marzo de 2011.
- El día 18 de marzo de 2011 se reunieron la CREG y Petrobras. En esta reunión la empresa manifestó la imposibilidad legal y técnica de entregar la información del anexo 2 y del formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, correspondiente a los gastos de operación y mantenimiento. Lo anterior debido a que subcontractaba los servicios de operación y mantenimiento del gasoducto con la empresa Mecánicos Asociados S.A., y ninguno estaba obligado a llevar contabilidad de empresa de servicios públicos.
- La Comisión, mediante la comunicación S-2011-001071 de fecha 8 de marzo de 2011, informó que las pruebas decretadas en los numerales segundo y tercero del auto del



23 de noviembre de 2010 habían finalizado y se encontraban en el expediente de la actuación administrativa.

- La Comisión, mediante la comunicación CREG S-2011-001429 de fecha 23 de marzo, solicitó información sobre los volúmenes transportados, para el gasoducto para el que se presentó la solicitud tarifaria.
- Petrobras mediante la comunicación E-2011-003030 de fecha 28 de marzo de 2011, precisó que:

“(…)

- i) Su objeto social es la producción y comercialización de hidrocarburos, que el transporte de gas no es una actividad del negocio de Petrobras y que como productor de hidrocarburos está impedido legalmente para ser productor y transportador a la vez.
- ii) El gasoducto Flandes – Guando pertenece al contrato de asociación del Boquerón conformado por los socios Ecopetrol S.A., Nexen Petroleum Colombia Limited y Petrobras, siendo éste último el operador del contrato y por consiguiente del gasoducto.
- iii) El Gasoducto Flandes – Guando se construyó como gasoducto dedicado para suplir la necesidad de suministro de gas externo del campo Guando del contrato de asociación del Boquerón. Posterior a su construcción se recibieron solicitudes para transportar el gas por el mencionado gasoducto a terceros (municipios vecinos). El hecho de prestar el servicio de transporte de gas a terceros le quita al gasoducto Flandes – Guando su carácter de gasoducto dedicado, y comienza a hacer parte del Sistema Nacional de Transporte, haciendo necesaria la asignación de cargos de transporte para dar cumplimiento a la normatividad.
- iv) Para atender las solicitudes de suministro de información a terceros, Petrobras contrató a una empresa para prestar este servicio mediante un contrato de administración del gasoducto Flandes – Guando, en el cual la empresa Transportadora Gasoducto del Tolima S.A. E.S.P. (Transgastol) realiza las actividades inherentes al transporte de gas de terceros. Los gastos de administración del gasoducto Flandes – Guando para Petrobras constituyen el valor del contrato de administración con Transgastol.
- v) Petrobras, como operador del Contrato de Asociación Boqueron, realiza las actividades de operación y mantenimiento a través de la empresa Mecánicos Asociados S.A. (MASA) por medio de un contrato marco de operación y mantenimiento de todos los equipos e instalaciones que hacen parte del campo Guando, dentro de los cuales se encuentra el Gasoducto Flandes – Guando. Los gastos de operación y mantenimiento del Gasoducto Flandes – Guando para Petrobras equivalen al valor facturado por MASA por el servicio de operación y mantenimiento.
- vi) Petrobras como productor de hidrocarburos y al no ejercer la actividad de transporte de gas, no está obligado a constituirse como empresa de servicios públicos por lo cual no lleva una contabilidad específica para el transporte de gas. Los gastos de administración, operación y mantenimiento del Gasoducto se registran dentro del OPEX de la cuanta conjunta de la asociación Boquerón.
- vii) Debido a que la información solicitada en el formato GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO del anexo 2,

correspondiente a empresas transportadoras de gas (E.S.P), y teniendo en cuenta que Petrobras no es una E.S.P. y no lleva contabilidad específica para el transporte de gas, es claro que no se dispone de la información auditable necesaria para presentar dicho formato como es solicitado por la Resolución CREG 126. Petrobras presento esta información en el cuadro "COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO" con la intención de dar cumplimiento de la mejor forma posible al requerimiento de la CREG.

- viii) Considerando que no se tiene disponible información de una Contabilidad específica para transporte de gas, tampoco es posible extraer la información correspondiente al Formato 5. CONCEPTOS A EXCLUIR DE LOS GASTOS DE AOM.

(...)"

- Petrobras respondió a la solicitud de información sobre volúmenes transportados mediante la comunicación E-2011-003302 de fecha 1 de abril de 2011.
- La Comisión, mediante la comunicación S-2011-001641 de fecha 7 de abril de 2011, solicitó a Mecánicos Asociados S.A., información de gastos de operación y mantenimiento para el gasoducto Flandes – Guando. Ésta empresa no contestó la solicitud de información realizada por la CREG.
- La Comisión, mediante la comunicación S-2011-003112 de fecha 15 de junio de 2011, solicitó información de los proyectos del programa de nuevas inversiones del período tarifario t, presentados en la solicitud tarifaria, que estaban instalados y disponibles para la operación. En la misma comunicación la Comisión solicitó informar la capacidad contratada de acuerdo con los contratos de transporte en firme vigentes. Petrobras respondió a la solicitud de información mediante la comunicación E-2011-006342 de fecha 1 de julio de 2011.

Cabe anotar que en desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010. En el Anexo 1. se presentan las respuestas al cuestionario de la Superintendencia de Industria y Comercio.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados.

La indexación a dólares de diciembre de 2009 de las cifras presentadas por Petrobras, analizadas por la Comisión, o extraídas de las resoluciones de aprobación de cargos del periodo tarifario t-1, cuando fue necesaria, se realizó de acuerdo con los índices presentados en el Anexo 2 de este documento.

## 2. SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA

De acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 30 de la Resolución CREG 126 de 2010, para el caso de los sistemas de transporte cuyos cargos hubieran estado vigentes por cinco o más años al momento de la entrada en vigencia de dicha resolución, los agentes debían presentar a la CREG una solicitud de aprobación de cargos. Adicionalmente, de conformidad con lo señalado en el parágrafo del mismo artículo, la empresa debía solicitar aprobación de cargos al menos para los tramos y grupos de gasoductos definidos en las resoluciones particulares de cargos aplicados en el período tarifario t-1.

En ese sentido, Petrobras reportó la información para el cálculo tarifario del gasoducto de transporte Flandes – Guando, cuyos cargos fueron definidos en la Resolución CREG 005 de 2004. A continuación se describe la información reportada por la empresa.

### 2.1 Inversión

De acuerdo con la *metodología* el transportador debe reportar los valores y descripción de las siguientes variables de inversión:

**IE del período tarifario t-1:** valor de la inversión existente para el período tarifario t-1, expresado en dólares de la fecha base.

**PNI del período tarifario t-1:** valores eficientes de los activos del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 que estén instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Estos valores se expresarán en dólares de la fecha base.

**IFPNI del período tarifario t-1:** valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1. Este valor se expresará en dólares de la fecha base.

**INO:** valor de las inversiones reconocidas en  $IE_{t-1}$  que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Este valor se expresará en dólares de la fecha base.

**PNI del período tarifario t:** programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el período t, expresado en dólares de la fecha base.

**IAC del período tarifario t:** inversiones en aumento de capacidad que el transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario t. Estos proyectos corresponderán únicamente a 'loops' y compresores orientados a atender nueva demanda prevista durante el horizonte de proyección.

A continuación se indica la información reportada por Petrobras para cada variable.

#### 2.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1

La *metodología* establece que la empresa debe reportar el valor de la inversión existente al momento de la anterior aprobación tarifaria, la cual se realizó con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000. En la Tabla 1 se presenta la información reportada por la empresa para el gasoducto Flandes – Guando.

**Tabla 1. Valor de la inversión existente en el período tarifario t-1, reportado por Petrobras**

Tramo o grupo de gasoductos	Inversión de revisión tarifaria t-1 (USD de t-1)	Inversión de revisión tarifaria t-1 (USD de diciembre 31 de 2009)
<b>TOTAL</b>	<b>5.662.766</b>	<b>6.405.290</b>

**Inversión reconocida en la Resolución CREG 005 de 2004**

	(USD de diciembre 31 de 2002)	
Total Res. CREG 005 de 2004	5.662.766	6.405.290
Gasoducto Flandes - Guando	5.662.766	6.405.290

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

### 2.1.2 Programa de nuevas inversiones del periodo tarifario t-1

La metodología señala que la empresa debe reportar el valor de las inversiones del PNI del período tarifario t-1. Estas inversiones corresponden al programa de nuevas inversiones aprobado con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000. En la Tabla 2 se presentan las cifras del PNI del período tarifario t-1 reportadas por Petrobras en su solicitud de aprobación de cargos.

**Tabla 2. Valor de las inversiones del PNI del período tarifario t-1, reportado por Transgastol**

Sistema	City Gate	TOTAL USD de diciembre 31 de 2009
Gasoducto Flandes - Guando	44.026	44.026
TOTAL USD de diciembre 31 de 2009	44.026	44.026

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

### 2.1.3 Inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1

Petrobras, en la solicitud tarifaria del 11 de octubre de 2010 con radicado CREG E-2010-009153, presentó un valor de USD 44.026 para el gasoducto Flandes – Guando (cifras a diciembre de 2009), como inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1. De acuerdo con Petrobras esto corresponde a “la compra e instalación en el año 2009 de un medidor másico en el punto de salida ubicado en Campo Guando del sistema gasoducto Flandes – Guando”. En la Tabla 3 se presentan las cifras de las inversiones reportadas por Petrobras en su solicitud de aprobación de cargos.

**Tabla 3. Valor de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1, reportado por Transgastol**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
<b>Gasoducto</b>	USD de diciembre 31 de 2009							
Flandes - Guando	-	-	-	-	-	44.026	-	44.026

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153 y E-2010-001990

*BHH*

## 2.1.4 Inversiones en activos no disponibles para la operación

La *metodología* establece que la empresa debe reportar el valor de las inversiones existentes del período tarifario t-1 que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Petrobras no reportó un valor para esta variable en la solicitud tarifaria.

## 2.1.5 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t

La *metodología* dispone que la empresa debe reportar el programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el período tarifario t, expresado en dólares de la fecha base e indicando la fecha de entrada en operación de los activos. Petrobras no reportó un valor para esta variable en la solicitud tarifaria.

## 2.1.6 Inversiones en aumento de capacidad del período tarifario t

La *metodología* establece que "el transportador reportará a la CREG las Inversiones en Aumento de Capacidad que proyecta realizar durante el Período Tarifario t, expresado en dólares de la Fecha Base. Así mismo deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos". Petrobras no reportó un valor para esta variable en la solicitud tarifaria.

## 2.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento

La *metodología* dispone que el transportador debe declarar los gastos de AOM registrados en su contabilidad para cada año del período tarifario t-1, los asociados a los proyectos del PNI y de las IAC, así como otros gastos de administración, operación y mantenimiento, como los gastos en compresión asociada al sistema de transporte, los correspondientes a las corridas con raspador inteligente, el gas de empaquetamiento y el valor catastral de los terrenos e inmuebles.

### 2.2.1 Gastos registrados en la contabilidad del período tarifario t-1

De acuerdo con la *metodología*, la empresa debe declarar a la CREG los gastos de AOM registrados en su contabilidad para cada año del período tarifario t-1. Estos gastos se deben desagregar por tramo o grupo de gasoductos y deben estar expresados en pesos de la fecha base. En la Tabla 4 se presentan los gastos de AOM declarados por Petrobras.

**Tabla 4. Gastos registrados en la contabilidad, AOMg, reportados por Petrobras**

Concepto	Pesos Corrientes						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Flandes - Guando							
Operación (Incluye Personal)	20.000.000	22.500.000	23.700.000	24.350.000	25.250.000	25.800.000	26.500.000
Mantenimiento	12.000.000	13.100.000	13.900.000	14.650.000	15.350.000	16.900.000	17.500.000
Costos admón gasoducto	7.000.000	7.200.000	7.789.428	20.235.662	44.162.477	51.879.890	33.181.711
SOBRECARGO (10%)	3.900.000	4.280.000	4.538.943	5.923.566	8.476.248	9.457.989	7.718.171
Total Pesos Corrientes	42.900.000	47.080.000	49.928.370	65.159.228	93.238.725	104.037.879	84.899.882
Total Pesos Diciembre 2009	54.554.295	57.100.595	57.957.139	71.564.997	95.103.499	104.037.879	82.286.089

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

La metodología tarifaria también establece que para el cálculo de los gastos de AOM se excluirán los conceptos indicados en el literal b) del artículo 8.1 de la Resolución CREG 126 de 2010, cuyos valores no fueron declarados por Petrobras.

## 2.2.2 Gastos asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t

De conformidad con la Resolución CREG 126 de 2010, la empresa debe declarar los gastos de AOM asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t.

Petrobras no declaró gastos de AOM asociados al PNI que proyecta realizar en el gasoducto Flandes – Guando. Adicionalmente, dado que Petrobras no reportó inversiones en aumento de capacidad, no declaró gastos de AOM asociados a tales proyectos.

## 2.2.3 Otros gastos de AOM

Petrobras, en la solicitud tarifaria, no presentó gastos de compresión ni valor catastral de terrenos e inmuebles. De esta manera, los otros gastos de administración, operación y mantenimiento reportados por la empresa corresponden a gastos en corridas con raspador inteligente y gas de empaquetamiento.

### 2.2.3.1 Gastos en corridas con raspador inteligente

La empresa transportadora debía reportar a la CREG la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente para cada año del horizonte de proyección, junto con los soportes técnicos de estas estimaciones. Los gastos por este concepto reportados en la solicitud tarifaria se presentan en la Tabla 5. Petrobras no presentó los soportes de los mismos.

**Tabla 5. Gastos en corridas con raspador inteligente, reportados por Petrobras**

	Flandes - Guando
	Pesos de la Fecha Base
Año 1	-
Año 2	-
Año 3	-
Año 4	-
Año 5	1.178.000.000
Año 6	-
Año 7	-
Año 8	-
Año 9	-
Año 10	1.520.000.000
Año 11	-
Año 12	-
Año 13	-
Año 14	-
Año 15	-
Año 16	-
Año 17	-
Año 18	-
Año 19	-
Año 20	-

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

### 2.2.3.2 Gas de empaquetamiento

Para la estimación de estos gastos Petrobras reportó a la CREG el gas de empaquetamiento para cada tramo de gasoducto, expresado en MBTU, según se indica en la Tabla 6.

**Tabla 6. Gas de empaquetamiento, reportado por Petrobras**

Flandes - Guando			
Año 1	7.456.227	Año 11	7.456.227
Año 2	7.456.227	Año 12	7.456.227
Año 3	7.456.227	Año 13	7.456.227
Año 4	7.456.227	Año 14	-
Año 5	7.456.227	Año 15	-
Año 6	7.456.227	Año 16	-
Año 7	7.456.227	Año 17	-
Año 8	7.456.227	Año 18	-
Año 9	7.456.227	Año 19	-
Año 10	7.456.227	Año 20	-

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

### 2.2.3.3 Valor catastral de los terrenos e inmuebles

Petrobras no reportó en la solicitud tarifaria valores catastrales de terrenos e inmuebles, para el gasoducto Flandes – Guando.

## 2.3 Demanda de volumen y capacidad

En el artículo 9 de la *metodología* se establece que el transportador debe reportar las demandas esperadas de capacidad y de volumen para cada tramo o grupo de gasoductos, sin considerar las demandas de los proyectos que forman parte de las IAC. En la Tabla 7 y en la Tabla 8 se muestran las demandas reportadas por Petrobras en la solicitud tarifaria.

**Tabla 7. Demanda esperada de capacidad, reportada por Petrobras**

Flandes - Guando			
	kpcd		kpcd
Año 1	3.598	Año 11	3.598
Año 2	3.598	Año 12	3.598
Año 3	3.598	Año 13	3.598
Año 4	3.598	Año 14	-
Año 5	3.598	Año 15	-
Año 6	3.598	Año 16	-
Año 7	3.598	Año 17	-
Año 8	3.598	Año 18	-
Año 9	3.598	Año 19	-
Año 10	3.598	Año 20	-

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

**Tabla 8. Demanda esperada de volumen, reportada por Petrobras**

Flandes - Guando			
	kpc		kpc
Año 1	894.628	Año 11	1.278.718
Año 2	927.072	Año 12	1.325.377
Año 3	960.713	Año 13	1.373.767
Año 4	995.597	Año 14	-
Año 5	1.031.770	Año 15	-
Año 6	1.069.280	Año 16	-
Año 7	1.108.178	Año 17	-
Año 8	1.148.516	Año 18	-
Año 9	1.190.347	Año 19	-
Año 10	1.233.729	Año 20	-

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

## 2.4 Capacidad máxima de mediano plazo

Para efectos de calcular el factor de utilización de que trata el artículo 3 de la *metodología*, el transportador debe reportar la capacidad máxima de mediano plazo, CMMP, y las demandas esperadas desde el inicio de la vida útil normativa de cada tramo o grupo de gasoductos.

En la Tabla 9 se muestran las cifras de CMMP reportadas por Petrobras para efectos de calcular el factor de utilización del gasoducto Flandes – Guando.

**Tabla 9. Capacidad máxima de mediano plazo, reportada por Petrobras**

Flandes - Guando			
	kpcd		kpcd
Año 1	11.000	Año 11	11.000
Año 2	11.000	Año 12	11.000
Año 3	11.000	Año 13	11.000
Año 4	11.000	Año 14	-
Año 5	11.000	Año 15	-
Año 6	11.000	Año 16	-
Año 7	11.000	Año 17	-
Año 8	11.000	Año 18	-
Año 9	11.000	Año 19	-
Año 10	11.000	Año 20	-

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153

## 2.5 Tramos y grupos de ductos para efectos tarifarios

De acuerdo con la *metodología* el transportador debe someter a consideración de la Comisión, para efectos del cálculo de cargos regulados, por lo menos los tramos de ductos o grupo de ductos estipulados en las resoluciones de cargos vigentes. Para el caso de objeto de análisis, se encuentra vigente la Resolución CREG 005 de 2004, mediante la cual se establecieron los cargos para el gasoducto Flandes – Guando. Petrobras reportó la información pertinente para este gasoducto.



### 3. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA

#### 3.1 Inversión

Respecto del análisis de las inversiones conviene advertir que la valoración de las mismas, en el marco de la aprobación de los cargos regulados de transporte de gas, incluye todos los costos eficientes en los que incurre el agente para instalar y poner en operación un activo. Así, para el caso de gasoductos se reconoce un valor global que se expresa en dólares por metro por pulgada de gasoducto instalado (i.e. USD/m-pulg.).

De acuerdo con lo anterior, la CREG reconoce un valor eficiente de inversiones durante la vida útil normativa de un activo, siempre y cuando esté instalado y disponible para la operación. Conforme a la *metodología*, una vez termina la vida útil normativa del activo, la empresa tiene la opción de reponerlo o continuar operándolo. En otras palabras, la *metodología* no contempla el reconocimiento de inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido o inversiones redundantes (en 'stand by') por confiabilidad. Los valores reconocidos por la regulación deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones que se requieren en los gasoductos para que los mismos operen durante la vida útil normativa.

##### 3.1.1 Inversión existente, $IE_t$

En la *metodología* se define la inversión existente en los siguientes términos:

**"Inversión Existente:** Es el valor eficiente de los activos necesarios para la prestación del servicio de transporte de gas natural que fue reconocido en la última aprobación o revisión de cargos, más el valor de las inversiones eficientes ejecutadas con posterioridad a dicha aprobación o revisión que no fueron previstas en el Programa de Nuevas Inversiones de ese Período Tarifario, actualizados a la Fecha Base. De estos valores se excluye el correspondiente a los activos que no se encuentran en operación al momento de la solicitud tarifaria".

En el artículo 5 de la *metodología* se establece la siguiente ecuación para determinar la inversión existente:

"(...)

$$IE_t = IE_{t-1} + PNI_{t-1} + IFPNI_{t-1} - INO_t$$

Donde:

$IE_t$ : Valor de la Inversión Existente para el Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base.

$IE_{t-1}$ : Valor de la Inversión Existente para el Período Tarifario  $t - 1$ , expresado en dólares de la Fecha Base.

$PNI_{t-1}$ : Valores eficientes de los activos del Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario  $t - 1$  que estén instalados y disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario  $t$ . Estos valores se expresarán en dólares de la Fecha Base.

$IFPNI_{t-1}$ : Valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban Incluidas

en el Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario  $t - 1$ . Este valor se expresará en dólares de la Fecha Base.

$INO_t$ : Valor de las inversiones reconocidas en  $IE_{t-1}$  que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario  $t$ . Este valor se expresará en dólares de la Fecha Base.

Para la estimación de las variables de esta ecuación se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Para expresar estas variables en dólares de la Fecha Base, la CREG utilizará el PPI.
- b) Para la estimación de la variable  $IFPNI_{t-1}$  el transportador deberá reportar a la CREG los valores eficientes de los activos respectivos y las fechas de entrada en operación de los mismos. La CREG evaluará la eficiencia de los gasoductos teniendo en cuenta su Factor de Utilización y el Factor de Utilización Normativo, cuando aplique.

La CREG determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga.

De conformidad con lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994, de existir discrepancia sobre la valoración eficiente de las inversiones correspondientes a la variable  $IFPNI_{t-1}$  la Comisión decidirá sobre el decreto y práctica del dictamen pericial que haya solicitado el transportador así como los aspectos sobre los cuales debe pronunciarse el perito, para lo cual se tendrán en cuenta los criterios generales contenidos en esta metodología y los demás que la Comisión estime pertinentes. Lo anterior sin perjuicio de las demás pruebas que la Dirección Ejecutiva de la Comisión decida decretar.

- c) Bajo ninguna circunstancia se incluirá en el monto de las Inversiones Existentes aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En todo caso, dichos retiros deberán ser reportados de conformidad con el procedimiento establecido en el numeral 4.4.4 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o complementen, sin perjuicio de que la CREG pueda considerarlos retirados con base en información que tenga disponible. Estos retiros podrán ocasionar ajustes a los cargos vigentes durante el Período Tarifario respectivo si la CREG lo considera necesario.
- d) La Comisión podrá realizar auditorías para verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación y que sean reportados por el transportador en su solicitud tarifaria.

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

De acuerdo con las anteriores disposiciones es necesario determinar las variables  $IE_{t-1}$ ,  $PNI_{t-1}$ ,  $IFPNI_{t-1}$  e  $INO_t$ . A continuación se analiza cada una de estas variables.

### 3.1.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1, $IE_{t-1}$

De acuerdo con la metodología, el período tarifario t-1 corresponde al "Período Tarifario regulado por la Resolución CREG 001 de 2000 y aquellas que la han modificado y complementado". En ese sentido, la variable  $IE_{t-1}$  se determina a partir del valor de las

inversiones existentes al momento de realizar la aprobación tarifaria con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000, el cual fue reconocido en la respectiva resolución de cargos. Para el caso del gasoducto Flandes – Guando se trata de la Resolución CREG 005 de 2004. En la Tabla 10 se indican los valores de la inversión existente en el período tarifario t-1, aprobados en la resolución mencionada anteriormente.

**Tabla 10. Valor de la inversión existente reconocido en el período tarifario t-1**

Tramo o grupo de gasoductos	Inversión de revisión tarifaria t-1 (USD de t-1)	Inversión de revisión tarifaria t-1 (USD de diciembre 31 de 2009) [1]
<b>TOTAL</b>	<b>3.411.100</b>	<b>3.858.377</b>

**Inversión reconocida en la Resolución CREG 005 de 2004**

	(USD de diciembre 31 de 2002)	
<b>Total Res. CREG 005 de 2004</b>	<b>3.411.100</b>	<b>3.858.377</b>
Gasoducto Guando – Flandes	3.411.100	3.858.377

Fuente: Resolución CREG 005 de 2004

[1] Se utiliza PPI de la serie ID WPSSOP320: PPI de dic. de 2009 = 157, PPI de dic. de 2002 = 138,8

Es de observar que las cifras presentadas en la Tabla 1 no coinciden con los valores presentados en la Tabla 10. Es decir, los valores reportados por Petrobras en la solicitud tarifaria no coinciden con las cifras aprobadas por la CREG anteriormente. De acuerdo con el criterio expuesto en la sección 3.1, la *metodología* no contempla la modificación del valor eficiente reconocido por activos de transporte, durante su vida útil normativa. En este sentido se considera que la variable  $IE_{t-1}$  equivale a USD 3.858.377 (cifras a diciembre de 2009).

### 3.1.1.2 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, $PNi_{t-1}$

El valor eficiente de los activos del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 que están instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t, se debe determinar a partir de los valores aprobados en la Resolución CREG 005 de 2004 para el gasoducto Flandes – Guando. En la mencionada resolución no se reconoció programa de nuevas inversiones. En este sentido, el valor de la variable  $PNi_{t-1}$  para el sistema de transporte de Petrobras es igual a cero.

### 3.1.1.3 Inversiones no incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, $IFPNI_{t-1}$

En la solicitud tarifaria del 11 de octubre de 2010, con radicado CREG E-2010-009153, Petrobras presentó como inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, la instalación de un medidor másico en el punto de salida ubicado en Campo Guando del gasoducto Flandes – Guando.

En atención a esta solicitud, es necesario recordar lo establecido en la metodología. Al respecto, de acuerdo con el artículo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, la variable  $IFPNI_{t-1}$  corresponde al “valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario t-1. Este valor se expresará en dólares de la Fecha Base”.

Adicionalmente, en el literal b del mismo artículo se establece lo siguiente respecto a las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1:

“b) Para la estimación de la variable  $IFPNI_{t-1}$  el transportador deberá reportar a la CREG los valores eficientes de los activos respectivos y las fechas de entrada en operación de los mismos. La CREG evaluará la eficiencia de los gasoductos teniendo en cuenta su Factor de Utilización y el Factor de Utilización Normativo, cuando aplique.

La CREG determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga.

De conformidad con lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994, de existir discrepancia sobre la valoración eficiente de las inversiones correspondientes a la variable  $IFPNI_{t-1}$  la Comisión decidirá sobre el decreto y práctica del dictamen pericial que haya solicitado el transportador así como los aspectos sobre los cuales debe pronunciarse el perito, para lo cual se tendrán en cuenta los criterios generales contenidos en esta metodología y los demás que la Comisión estime pertinentes. Lo anterior sin perjuicio de las demás pruebas que la Dirección Ejecutiva de la Comisión decida decretar.”

De lo anterior se puede concluir que:

- a) La variable  $IFPNI_{t-1}$  permite remunerar inversiones que fueron ejecutadas durante el período tarifario t-1, pese a no haber sido reconocidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1.
- b) El transportador debe reportar la fecha de entrada en operación de los activos correspondientes a las IFPNI y la CREG debe determinar el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables u otros criterios de evaluación de que disponga la CREG.

Una vez analizada la información presentada por la empresa en la solicitud tarifaria y los documentos aportados para demostrar que realizó inversiones no incluidas en el PNI del período tarifario t-1 y que los activos correspondientes están disponibles para la operación, se evidencia la entrada en operación y disponibilidad del medidor másico. De acuerdo con lo anterior, se propone reconocer como inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1 lo señalado en la Tabla 11, en la cual se indica el año de entrada en operación.

**Tabla 11. Valor del  $IFPNI_{t-1}$  para el gasoducto Flandes – Guando**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL $IFPNI_{t-1}$
<b>Gasoducto</b>	USD de diciembre 31 de 2009							
Flandes - Guando	-	-	-	-	-	44.026	-	44.026
Medidor másico	-	-	-	-	-	44.026		44.026

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153; Cálculos CREG

### 3.1.1.4 Inversiones en activos no disponibles para la operación, $INO_t$

De acuerdo con la metodología, la variable  $INO_t$  corresponde al "valor de las inversiones reconocidas en IEt-1 que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y

disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario  $t$ . Este valor se expresa en dólares de la Fecha Base”.

Petrobras no reportó, para el gasoducto Flandes – Guando, activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario  $t$ . Adicionalmente, la Comisión no tiene evidencia de la existencia de activos de este tipo. Por esta razón, el valor a considerar en la variable  $INO_t$  es igual a cero para el sistema de transporte objeto de la solicitud de cargos.

Con base en el anterior análisis, en la Tabla 12 se muestran los valores eficientes para la inversión existente para el período tarifario  $t$ ,  $IE_t$ , para el sistema de transporte de propiedad de Petrobras. El valor total de la variable  $IE_t$  es de USD 3.902.403 (cifras a diciembre de 2009) frente a USD 6.449.316 (cifras a diciembre de 2009) solicitado por Petrobras.

**Tabla 12. Valores eficientes de inversión existente,  $IE_t$**

Tramo o grupo de gasoductos	Entrada en Operación	$IE_{t-1}$	$PN_{it-1}$	$IFPN_{it-1}$	$INO_t$	$IE_t$
	Año	USD de diciembre 31 de 2009				
		A	B	C	D	A + B + C - D
<b>Total</b>		<b>3.858.377</b>	<b>-</b>	<b>44.026</b>	<b>-</b>	<b>3.902.403</b>
Gasoducto Flandes - Guando	2003	3.858.377	-	44.026	-	3.902.403

Fuentes: Petrobras, Radicación CREG E-2010-009153; Resolución CREG 005 de 2004; análisis CREG

### 3.1.2 Programa de nuevas inversiones, $PNI_t$

Petrobras no presentó información correspondiente a un programa de nuevas inversiones del periodo  $t$ . Por esta razón, el valor a considerar en la variable  $PNI_t$  es igual a cero para el sistema de transporte objeto de la solicitud de cargos.

### 3.1.3 Inversiones en aumento de capacidad, $IAC_t$

Petrobras no presentó información correspondiente a inversiones en aumento de capacidad. Por esta razón, el valor a considerar en la variable  $PNI_t$  es igual a cero para el sistema de transporte objeto de la solicitud de cargos.

## 3.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM

A continuación se presenta la evaluación de los gastos de AOM declarados por Petrobras, con base en los criterios establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010.

### 3.2.1 Gastos de AOM asociados a inversión existente, $AOM_t$

La metodología establece que para la inversión existente la CREG estima los gastos de AOM para el horizonte de proyección ( $AOM_t$ ) así:

$$AOM_t = \frac{AOM_{r,t-1} + AOM_{g,t-1}}{2}$$

Donde:

- AOM<sub>t</sub>: Gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección.
- AOMg<sub>t-1</sub>: Gastos contables de administración, operación y mantenimiento declarados por el transportador para el período tarifario t-1.
- AOMr<sub>t-1</sub>: Gastos de administración, operación y mantenimiento reconocidos en el anterior período tarifario, t-1.

**A. Gastos AOMg<sub>t-1</sub>**

Petrobras no declaró los gastos de AOM registrados en su contabilidad durante el período tarifario t-1, según la desagregación dada en el formato del anexo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010. Tampoco declaró los siguientes conceptos:

- 1) Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- 2) Asociados con los servicios prestados a otros agentes.
- 3) Asociados a activos de conexión de otro agente o activos de conexión de usuarios siempre y cuando estos activos no estén en la base de inversión.
- 4) Asociados con servicios prestados a terceros.
- 5) Asociados con la remuneración de la inversión de activos de terceros.
- 6) Asociados con la reposición de activos.
- 7) Impuesto de renta.
- 8) Pensiones de jubilación ya reconocidas.
- 9) Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura, tales como arrendamiento de infraestructura de transporte de gas, entre otras, y en general todo lo relacionado con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de transporte de gas natural.
- 10) Todos los gastos que no representan erogaciones en efectivo como depreciaciones y amortizaciones, distintas a las amortizaciones de gastos diferidos relacionadas con la prestación del servicio de transporte.
- 11) Multas y penalizaciones.
- 12) Gastos por concepto de compresión asociada al sistema de transporte.
- 13) Gastos por concepto de corridas con raspador inteligente.
- 14) Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida no incluidos en los cargos de transporte del Período Tarifario t-1.  $t - 1$ .

La Comisión, mediante la comunicación S-2011-000504, de fecha 9 de febrero de 2011, solicitó a Petrobras diligenciar el anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, de acuerdo con lo establecido en la *metodología*.

Petrobras, mediante la comunicación con radicado CREG E-2011-001990, de fecha 28 de febrero de 2011, solicitó un plazo adicional de 8 días con el fin de recopilar información de gastos de operación y mantenimiento, considerando que la administración del gasoducto la realiza Transgastol S.A. E.S.P. y la información puede ser tomada de la auditoría contable realizada por Páez y Asociados. Transcurridos los 8 días concedidos, Petrobras no envió la información solicitada de gastos de operación y mantenimiento, y mediante comunicación E-2011-002043 de fecha 1 de marzo de 2011 solicitó una reunión con la

CREG para tratar el tema de envío de información de gastos de operación y mantenimiento.

El día 18 de marzo de 2011 se reunieron la CREG y Petrobras. En esta reunión la empresa manifestó la imposibilidad legal y técnica de entregar la información del anexo 2 y del formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, correspondiente a los gastos de operación y mantenimiento. Lo anterior debido a que subcontractaba los servicios de operación y mantenimiento del gasoducto con la empresa Mecánicos Asociados S.A., y ninguno estaba obligado a llevar contabilidad de empresa de servicios públicos.

Petrobras mediante la comunicación E-2011-003030 de fecha 28 de marzo de 2011, precisó que:

i) Su objeto social es la producción y comercialización de hidrocarburos, que el transporte de gas no es una actividad del negocio de Petrobras y que como productor de hidrocarburos está impedido legalmente para ser productor y transportador a la vez.

ii) El gasoducto Flandes – Guando pertenece al contrato de asociación del Boquerón conformado por los socios Ecopetrol S.A., Nexen Petroleum Colombia Limited y Petrobras, siendo éste último el operador del contrato y por consiguiente del gasoducto

iii) El Gasoducto Flandes – Guando se construyó como gasoducto dedicado para suplir la necesidad de suministro de gas externo del campo Guando del contrato de asociación del Boquerón. Posterior a su construcción se recibieron solicitudes para transportar el gas por el mencionado gasoducto a terceros (municipios vecinos). El hecho de prestar el servicio de transporte de gas a terceros le quita al gasoducto Flandes – Guando su carácter de gasoducto dedicado, y comienza a hacer parte del Sistema nacional de Transporte, haciendo necesaria la asignación de cargos de transporte para dar cumplimiento a la normatividad.

iv) Para atender las solicitudes de suministro de información a terceros, Petrobras contrató a una empresa para prestar este servicio mediante un contrato de administración del gasoducto Flandes – Guando, en el cual la empresa Transportadora Gasoducto del Tolima S.A. E.S.P. (Transgastol) realiza las actividades inherentes al transporte de gas de terceros. Los gastos de administración del gasoducto Flandes – Guando para Petrobras constituyen el valor del contrato de administración con Transgastol.

v) Petrobras, como operador del Contrato de Asociación Boqueron, realiza las actividades de operación y mantenimiento a través de la empresa Mecánicos Asociados S.A. (MASA) por medio de un contrato marco de operación y mantenimiento de todos los equipos e instalaciones que hacen parte del campo Guando, dentro de los cuales se encuentra el Gasoducto Flandes-Guando. Los gastos de operación y mantenimiento del Gasoducto Flandes-Guando para Petrobras equivalen al valor facturado por MASA por el servicio de operación y mantenimiento.

vi) Petrobras como productor de hidrocarburos y al no ejercer la actividad de transporte de gas, no está obligado a constituirse como empresa de servicios públicos por lo cual no lleva una contabilidad específica para el transporte de gas. Los gastos de administración, operación y mantenimiento del Gasoducto se registran dentro del OPEX de la cuanta conjunta de la asociación Boquerón.

vii) Debido a que la información solicitada en el formato GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO del anexo 2, correspondiente a empresas transportadoras de gas (E.S.P), y teniendo en cuenta que Petrobras no es una E.S.P. y no lleva contabilidad específica para el transporte de gas, es claro que no se dispone de la

información auditable necesaria para presentar dicho formato como es solicitado por la Resolución CREG 126. Petrobras presento esta información en el cuadro "COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL GASODUCTO" con la intención de dar cumplimiento de la mejor forma posible al requerimiento de la CREG.

viii) Considerando que no se tiene disponible información de una Contabilidad específica para transporte de gas, tampoco es posible extraer la información correspondiente al Formato 5. CONCEPTOS A EXCLUIR DE LOS GASTOS DE AOM."

La Comisión, mediante la comunicación S-2011-001641 de fecha 7 de abril de 2011, solicitó a Mecánicos Asociados S.A., información de gastos de operación y mantenimiento para el gasoducto Flandes – Guando. Esta empresa no contestó la solicitud de información realizada por la CREG.

Ante la imposibilidad de conseguir la información contable de acuerdo con el anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010 y considerando que los gastos de AOMg solicitados por Petrobras son inferiores a los reconocidos mediante la Resolución CREG 005 de 2004, se propone reconocer como valor de la variable  $AOMg_{t-1}$  para el gasoducto Flandes – Guando el promedio aritmético del valor solicitado por la empresa sin considerar los gastos de administración, agregando los gastos de administración del gasoducto Flandes – Guando auditados a Transgastol S.A. E.S.P. Los valores se presentan en la Tabla 13.

**Tabla 13. Valores de  $AOMg_{t-1}$**

Flandes - Guando	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	$AOMg_{t-1}$
Pesos de diciembre de 2009								
Gastos sin Administración	45.652.682	48.368.133	48.915.126	49.339.978	50.057.773	52.157.989	50.125.936	49.231.085
Administración (Transgastol)	161.614	191.285	381.001	691.908	364.179	388.125	395.598	367.673
<b>Total</b>	<b>45.814.276</b>	<b>48.559.418</b>	<b>49.296.127</b>	<b>50.031.885</b>	<b>50.421.951</b>	<b>52.546.114</b>	<b>50.521.534</b>	<b>49.598.758</b>

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153. Pérez y Asociados Auditores y Consultores, radicado CREG E-2011-0002049.

Cálculo CREG

## B. Gastos $AOMr_{t-1}$

Para determinar estos gastos es necesario recurrir a los anexos de las resoluciones mediante las cuales se aprobaron los cargos regulados en la anterior aprobación tarifaria. Para el sistema de Petrobras, objeto de la presente aprobación de cargos, se trata de la Resolución CREG 005 de 2004. De acuerdo con la *metodología*, los valores del  $AOMr_{t-1}$  no deben incluir gastos en compresión ni en corridas con raspador inteligente. La *metodología* también establece que el  $AOMr_{t-1}$  se obtiene como el promedio aritmético de los gastos de AOM reconocidos mediante resolución en el anterior período tarifario.

En la Tabla 14 se muestran las cifras obtenidas de la respectiva resolución y el valor del  $AOMr_{t-1}$ .

**Tabla 14. Valores de  $AOMr_{t-1}$**

Tramo o grupo de gasoductos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	$AOMr_{t-1}$
Col. \$ de diciembre de 2009								
Flandes - Guando	181.463.948	181.463.948	181.463.948	181.463.948	181.463.948	181.463.948	181.463.948	181.463.948

Fuente: Resolución 005 de 2004



### C. Gastos AOM<sub>t</sub>

A partir de las cifras de la Tabla 13 y de la Tabla 14 se calculan los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la inversión existente, para el horizonte de proyección, AOM<sub>t</sub>. En la Tabla 15 se muestran estas cifras.

**Tabla 15. Gastos de AOM asociados a la inversión existente, AOM<sub>t</sub>**

Flandes - Guando	
Pesos de diciembre de 2009	
Año 1	115.531.353
Año 2	115.531.353
Año 3	115.531.353
Año 4	115.531.353
Año 5	115.531.353
Año 6	115.531.353
Año 7	115.531.353
Año 8	115.531.353
Año 9	115.531.353
Año 10	115.531.353
Año 11	115.531.353
Año 12	115.531.353
Año 13	115.531.353
Año 14	115.531.353
Año 15	115.531.353
Año 16	115.531.353
Año 17	115.531.353
Año 18	115.531.353
Año 19	115.531.353
Año 20	115.531.353

Fuente: Cálculos CREG

### 3.2.2 Gastos de AOM para nuevos proyectos

De acuerdo con la *metodología* estos gastos corresponden a los asociados al PNI<sub>t</sub> y a las IAC<sub>t</sub>. Dado que Petrobras no reportó cifras correspondientes a inversiones del programa de nuevas inversiones del periodo t, ni inversiones en aumento de capacidad, IAC, no declaró gastos de AOM asociados a tales inversiones. Por lo anterior no se reconocen gastos de AOM para nuevos proyectos.

### 3.2.3 Otros gastos de AOM, OAOM<sub>t</sub>

De acuerdo con el numeral 8.5 de la Resolución CREG 126 de 2010, estos gastos comprenden: i) gastos en compresión asociada al sistema de transporte, GC<sub>t</sub>; ii) gastos en corridas con raspador inteligente, GCR<sub>t</sub>; iii) gastos asociados al gas de empaquetamiento, GGE<sub>t</sub>; y iv) terrenos e inmuebles, GTI<sub>t</sub>.

Es de observar que en el gasoducto Flandes – Guando no se han instalado estaciones de compresión, ni se solicitaron gastos asociados a terrenos e inmuebles. Por esta razón las variables GC<sub>t</sub> y GTI<sub>t</sub> tienen un valor igual a cero.

#### 3.2.3.1 Gastos en corridas con raspador inteligente, GCR<sub>t</sub>

Petrobras reportó los gastos en corridas con raspador inteligente como se indica en la Tabla 5. Se puede observar que para este concepto Petrobras reportó un valor para cada uno de los años de cada periodo tarifario como se establece en la *metodología* (literal a.

del numeral 8.5.2). Al calcular el valor unitario en USD por kilómetro se obtienen las cifras indicadas en la Tabla 16.

**Tabla 16. Costo unitario de corrida con raspador, reportado por Petrobras**

Tramo o grupo de gasoductos	Costo total [A]		Longitud [B]	Costo unitario [A/B]
	COP de diciembre 31 de 2009	USD de diciembre 31 de 2009	km	USD/km
<b>Flandes - Guando</b>	<b>2.698.000.000</b>	<b>1.319.812</b>	<b>79</b>	<b>33.413</b>
Flandes - Guando (año 5)	1.178.000.000	576.256	39,5	14.589
Flandes - Guando (año 10)	1.520.000.000	743.556	39,5	18.824

Fuentes: Solicitud tarifaria de Petrobras y cálculos CREG

Los anteriores valores unitarios están fuera del rango de costos reconocidos por la Comisión en aprobaciones tarifarias anteriores para corridas con raspador inteligente, como se observa en la Tabla 17. En tal sentido, se propone reconocer como gastos en corridas con raspador inteligente el menor valor que resulte entre el costo unitario promedio reconocido para todos los sistemas en la anterior aprobación tarifaria y el costo unitario propuesto por la empresa. Es decir, se reconocería un valor de 4.268 USD/km (cifras a diciembre de 2009), como se muestra en la Tabla 18 y en la Tabla 19.

**Tabla 17. Gastos en corridas con raspador inteligente aprobados en el período tarifario t-1**

USD/km Reconocidos en el periodo t-1	
USD de diciembre de 2009	
Empresa	USD/km
Progasur	5.623
Promigas	4.789
TGI	5.003
Transoriente	2.450
Transmetano	3.473
<b>Gastos en Raspador Inteligente Promedio</b>	<b>4.268</b>

Fuente: Documentos soporte de aprobación de cargos periodo tarifario t-1. Cálculos CREG.

**Tabla 18. Costo unitario eficiente de corrida con raspador inteligente**

Tramo o grupo de gasoductos	Costo total [A*B]		Longitud [B]	Costo unitario [A]
	COP de diciembre 31 de 2009	USD de diciembre 31 de 2009	km	USD/km
<b>Total</b>	<b>344.599.635</b>	<b>168.572</b>	<b>39,5</b>	<b>4.268</b>
Flandes - Guando	344.599.635	168.572	39,5	4.268

Cálculos CREG

**Tabla 19. Gastos eficientes en corridas con raspador inteligente, GCR<sub>t</sub>**

Flandes - Guando	
Pesos de diciembre de 2009	
Año 1	-
Año 2	-
Año 3	-
Año 4	-
Año 5	344.599.635
Año 6	-
Año 7	-
Año 8	-
Año 9	-
Año 10	344.599.635
Año 11	-
Año 12	-
Año 13	-
Año 14	-
Año 15	344.599.635
Año 16	-
Año 17	-
Año 18	-
Año 19	-
Año 20	344.599.635

Elaboración: CREG

**3.2.3.2 Gastos asociados al gas de empaquetamiento, GGE<sub>t</sub>**

La *metodología* establece que el transportador reporta la cantidad de gas de empaquetamiento y la Comisión establece el valor de este gas. Petrobras reportó a la CREG el gas de empaquetamiento para su sistema de transporte, expresado en MBTU, y adjuntó los soportes del cálculo.

Con respecto al gas de empaquetamiento, mediante el auto de pruebas del 23 de noviembre de 2010, la Dirección Ejecutiva de la CREG decretó como prueba, entre otras, realizar auditoría a la información reportada por Petrobras sobre el cálculo del gas de empaquetamiento. Dentro del alcance de esta auditoría estaba previsto que el auditor propusiera y realizara ajustes a la información reportada por Petrobras.

Mediante comunicación S-2011-000488 del día 14 de febrero de 2011 la CREG le trasladó a Petrobras el informe final presentado por la empresa auditora. En este informe el auditor presenta las cifras revisadas del gas de empaquetamiento. Frente a estas cifras Petrobras no presentó comentarios.

Con base en lo anterior se propone utilizar los valores de gas de empaquetamiento presentados en el informe final de auditoría con radicado E-2011-001389 de fecha 11 de febrero de 2011. En la Tabla 20 se muestran estos valores para el sistema de transporte de Petrobras.

**Tabla 20. Gas de empaquetamiento – QGE<sub>t</sub>**

Flandes - Guando			
Año 1	607,70	Año 11	607,70
Año 2	607,70	Año 12	607,70
Año 3	607,70	Año 13	607,70
Año 4	607,70	Año 14	607,70
Año 5	607,70	Año 15	607,70
Año 6	607,70	Año 16	607,70
Año 7	607,70	Año 17	607,70
Año 8	607,70	Año 18	607,70
Año 9	607,70	Año 19	607,70
Año 10	607,70	Año 20	607,70

Fuente: Delvasto &amp; Echeverría Ltda.

Radicación CREG E-2011-001389

Una vez establecidas las cantidades de gas de empaquetamiento, es necesario proceder a valorarlas. El precio para valorar el gas de empaquetamiento correspondiente al período tarifario  $t$ ,  $PGE_t$ , equivale a USD 6,105 por MBTU (cifras a diciembre 31 de 2009). El cálculo de este precio se detalla en el Anexo 3.

Con base en lo establecido en los literales c y d del numeral 8.5.3. de la Resolución CREG 126 de 2010 se estimó el valor del gas de empaquetamiento,  $VGE_t$ , y se determinaron los gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección,  $GGE_t$ , los cuales se presentan en la Tabla 21. Estas cifras fueron estimadas utilizando la TRM de la fecha base<sup>2</sup> y la tasa  $T_{kc}$ , de acuerdo con el artículo 10 de la Resolución CREG 126 de 2010.

**Tabla 21. Gastos de AOM asociados al gas de empaquetamiento, GGE<sub>t</sub>**

Flandes - Guando			
	QGE <sub>t</sub> - MBTU	VGE <sub>t</sub> - MBTU	GGE <sub>t</sub> - MBTU
Año 1	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 2	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 3	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 4	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 5	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 6	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 7	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 8	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 9	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 10	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 11	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 12	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 13	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 14	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 15	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 16	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 17	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 18	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 19	607,70	3.710,05	1.139.145,82
Año 20	607,70	3.710,05	1.139.145,82

Fuente: Delvasto &amp; Echeverría Ltda. Radicación CREG E-2011-001389

Elaboración CREG

<sup>2</sup> Tomado el 1 de agosto de la página <http://www.superfinanciera.gov.co/>

### 3.3 Demanda de volumen y capacidad

En el artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece el procedimiento para determinar la demanda eficiente. Este procedimiento comprende: i) publicación de demandas; y ii) evaluación con el factor de utilización (FU). A continuación se describe el desarrollo de este procedimiento.

#### 3.3.1 Publicación de demandas

La *metodología* establece que:

"b) Una vez se inicie el trámite administrativo tendiente a resolver la solicitud tarifaria, el Director Ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente.

c) Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la CREG, los terceros interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la CREG en relación con las proyecciones de demanda del transportador. De estas preguntas y comentarios se dará traslado al transportador para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, responda las preguntas y se pronuncie sobre los comentarios, en documento que deberá presentar a la CREG dentro de este último plazo.

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

(...)"

De acuerdo con lo anterior, mediante la Circular No. 072 de noviembre 5 de 2010 la Dirección Ejecutiva de la CREG publicó las demandas reportadas por Petrobras. No se recibieron comentarios por parte de terceros interesados.

#### 3.3.2 Evaluación con el factor de utilización (FU)

En el literal e) del artículo 9 de la *metodología* se establece que "... no se admitirán Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el Factor de Utilización Normativo que se define en el numeral 9.1 de la presente Resolución". De acuerdo con el artículo 3 de la *metodología* el factor de utilización se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$FU_x = \frac{\sum_a^e DMC + \sum_{a+1}^{VUN} DEC}{\sum_a^e CM + \sum_{a+1}^{VUN} CME}$$

Donde:

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

$DMC$ : Demanda Máxima de Capacidad real, reportada por el transportador, para cada uno de los Años del período comprendido entre el Año  $a$  y el Año  $e$ . En caso de que el

transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible.

**DEC:** Demanda Esperada de Capacidad, para cada uno de los años del período comprendido entre el Año  $e + 1$  y el Año  $VUN$ .

**CM:** Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los Años del período comprendido entre el Año  $d$  y el Año  $e$ . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible.

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

$d$ : Es el primer Año de la Vida Útil Normativa del tramo o grupo de gasoductos  $x$ . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o Loops, la variable  $d$  corresponderá al primer Año de la Vida Útil Normativa de la última expansión.

$e$ : Es el último Año del Período Tarifario  $t - 1$ .

**VUN:** Es la Vida Útil Normativa del tramo o grupo de gasoductos  $x$ . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o Loops, la variable  $VUN$  corresponderá a la Vida Útil Normativa de la última expansión.

Con base en los valores CM+CME y DMC+DEC reportados por Petrobras en la solicitud tarifaria se calcula el factor de utilización aplicando la anterior ecuación. Cabe anotar que la demanda DEC para el período comprendido entre 2011 y el último año de la vida útil normativa será igual a la demanda de capacidad ajustada por contratación en firme de acuerdo con el radicado CREG E-2011-006342 de fecha 1 de julio de 2011, como se indica en la Tabla 22. Así mismo, la CME para el período comprendido entre 2011 y el último año de la vida útil normativa será igual a la capacidad máxima de mediano plazo, CMMP.

**Tabla 22. Demanda esperada de capacidad vs. capacidad contratada en firme**

<b>Flandes - Guando</b>			
<b>Año</b>	<b>Demanda esperada de capacidad (DEC) = [A]</b>	<b>Capacidad contratada en firme = [B]</b>	<b>DEC ajustada por contratación en firme [Mayor valor entre A y B]</b>
	<b>KPCD</b>		
2011	3.598	2.995	3.598
2012	3.598	3.034	3.598
2013	3.598	3.074	3.598
2014	3.598	3.114	3.598
2015	3.598	3.155	3.598
2016	3.598	3.197	3.598
2017	3.598	3.239	3.598
2018	3.598	3.282	3.598
2019	3.598	3.325	3.598
2020	3.598	3.370	3.598
2021	3.598	3.414	3.598
2022	3.598	3.460	3.598
2023	3.598	3.506	3.598
2024	3.598	-	3.598
2025	3.598	-	3.598
2026	3.598	-	3.598
2027	3.598	-	3.598
2028	3.598	-	3.598
2029	3.598	-	3.598
2030	3.598	-	3.598

Fuente: Petrobras, radicaciones CREG E-2010-009153 y E-2011-006342.

Sobre la CMMP cabe anotar que a los valores reportados por Petrobras (Tabla 9) se les realizó auditoría técnica según lo establecido en el artículo segundo del auto de pruebas del 23 de noviembre de 2010. En su informe final el auditor indicó<sup>3</sup>:

"que la CMMP calculada con presión mínima en Guando de 254 psig es la que se debe usar para el trámite del expediente tarifario del SRT Flandes-Guando ante la Comisión correspondiendo a un valor de 10.738 KPCD"

Los informes de la auditoría fueron enviados a Petrobras por parte de la CREG, mediante los oficios S-2011-000119 y S-2011-000488, de fechas 21 de enero y 14 de febrero de 2011. Petrobras no presentó comentarios a los informes.

Con base en lo anterior se aplica la fórmula del artículo 3 de la Resolución CREG 126 de 2010 y se obtiene un factor de utilización de 0,296 para el gasoducto Flandes – Guando. Este valor es superior al factor de utilización normativo de 0,4 aplicable a gasoductos con diámetros inferiores a 16 pulgadas, según se establece en el numeral 9.1.2 de la *metodología*, razón por la cual es necesario ajustar las demandas según lo dispuesto en la *metodología*.

De acuerdo con lo anterior se realiza el ajuste a las demandas reportadas por Petrobras. En la Tabla 23 se muestran la demanda esperada de capacidad,  $DEC_t$ , y la demanda esperada de volumen,  $DEV_t$ , para efectos tarifarios.

<sup>3</sup> Radicación CREG E-2010-006342.

**Tabla 23. Demandas esperadas de capacidad,  $DEC_t$ , y de volumen,  $DEV_t$** 

Año	Flandes - Guando	
	Demanda esperada de capacidad (KPCD)	Demanda esperada de volumen (KPC)
Año 1	4.868	1.210.608
Año 2	4.868	1.254.511
Año 3	4.868	1.300.035
Año 4	4.868	1.347.240
Año 5	4.868	1.396.189
Año 6	4.868	1.446.948
Año 7	4.868	1.499.584
Año 8	4.868	1.554.169
Año 9	4.868	1.610.775
Año 10	4.868	1.669.479
Año 11	4.868	1.730.359
Año 12	4.868	1.793.497
Año 13	4.868	1.858.978
Año 14	4.868	1.858.978
Año 15	4.868	1.858.978
Año 16	4.868	1.858.978
Año 17	4.868	1.858.978
Año 18	4.868	1.858.978
Año 19	4.868	1.858.978
Año 20	4.868	1.858.978

Fuente: Petrobras, radicado CREG E-2010-009153 y E-2011-006342

NOTA: Se considera que el Año 1 corresponde a 2011

#### 4. CÁLCULO TARIFARIO

De acuerdo con lo analizado y propuesto en la sección anterior, y al aplicar el método de cálculo previsto en la *metodología*, se obtienen los cargos que se indican en la Tabla 24. El cargo equivalente de la pareja 80-20, incluyendo el cargo de AOM, es de 0,427 USD/KPC para el gasoducto Flandes – Guando (cifras a diciembre de 2009). El cargo vigente es de 0,293 USD/KPC (cifras a diciembre de 2009), de tal forma que el nuevo cargo es 45,52% superior al cargo vigente.

**Tabla 24. Parejas de cargos fijos y variables y cargo de AOM (cifras a diciembre 31 de 2009)**

PETROBRAS	Af	0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,85	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1
	Av	1	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,15	0,1	0,08	0,06	0,04	0,02	0
Flandes - Guando	Cargo Fijo (USD/KPC-año)														
	CFI (L a)	-	25,642	51,284	64,105	76,926	89,747	102,568	108,979	115,389	117,953	120,518	123,082	125,646	128,210
	Cargo Variable (USD/KPC)														
	CVI (L a)	0,499	0,399	0,299	0,250	0,200	0,150	0,100	0,075	0,050	0,040	0,030	0,020	0,010	-
	Cargo Fijo de AOM (Col. \$/KPCD-año)														34,461

Cálculo CREG

#### 5. PROPUESTA A LA CREG

Con base en el anterior análisis se propone a la CREG adoptar los cargos indicados en la Tabla 24 de este documento, para el sistema de transporte de gas de Petrobras.



## **Anexos**

### **Anexo 1. Análisis en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 DE 2009**

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el acto administrativo que se anexa al presente documento es una aplicación de la metodología contenida en la Resolución CREG 126 de 2010.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC****CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS**

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** Por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema de transporte de Petrobras S.A. E.S.P.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:** \_\_\_\_\_

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:** \_\_\_\_\_

**Bogotá, D.C.** \_\_\_\_\_

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X	El acto administrativo constituye una aplicación de la metodología general aprobada mediante Resolución CREG 126 de 2010. Aprueba cargos aplicables al sistema de transporte de Petrobras Colombia Limited	
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		

<b>1.2</b>	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
<b>1.3</b>	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
<b>1.4</b>	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
<b>1.5</b>	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
<b>1.6</b>	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
<b>1.6.1</b>	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
<b>1.6.2</b>	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
<b>2ª.</b>	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
<b>2.1</b>	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
<b>2.2</b>	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
<b>2.3</b>	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
<b>2.4</b>	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		

2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3ª.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		

4.0	CONCLUSIÓN FINAL		x	El acto administrativo constituye una aplicación de la metodología general aprobada mediante Resolución CREG 126 de 2010. Aprueba cargos aplicables al sistema de transporte de Petrobras Colombia Limited No tiene incidencia sobre la libre competencia.	
-----	------------------	--	---	--	--

## Anexo 2. Producer Price Index, PPI

UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR

 BUREAU OF LABOR STATISTICS

Home ▾ Subject Areas ▾ **Databases & Tools ▾** Publications ▾ Economic Releases ▾ Beta ▾

## Databases, Tables &amp; Calculators by Subject

Change Output Options:

From: 1999 ▾

To: 2011 ▾

GO

☐ include graphs

Data extracted on: July 22, 2011 (12:23:38 PM)

## Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3200

Seasonally Adjusted

Group: Stage of processing

Item: Capital equipment

Base Date: 198200

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1999	137.6(R)	137.7(R)	137.6(R)	137.7(R)	137.7(R)	137.5(R)	137.4(R)	137.4(R)	137.4(R)	137.8(R)	137.9(R)	138.0(R)	
2000	138.2	138.3	138.4	138.5	138.8	138.8	139.0	139.0	139.3	139.1	139.4	139.5	
2001	139.8	139.3	139.6	139.8	139.7	139.8	140.2	140.1	140.2	139.3	139.4	139.6	
2002	139.4	139.5	139.4	139.3	139.2	139.3	138.8	138.7	139.0	139.2	139.0	138.8	
2003	139.0	139.0	139.8	139.1	139.2	139.3	139.4	139.7	139.6	140.0	140.0	139.9	
2004	140.2	139.9	140.4	140.6	141.0	141.6	141.4	141.9	142.1	142.6	142.8	143.3	
2005	143.7	143.7	144.1	144.5	144.9	144.6	145.1	145.1	145.3	145.2	145.0	145.0	
2006	145.5	146.0	146.3	146.6	146.9	147.1	146.4	147.1	147.5	146.9	148.3	148.3	
2007	148.6	149.1	149.1	149.3	149.4	149.5	149.8	149.8	149.9	150.1	150.6	150.5	
2008	151.1	151.7	151.8	152.6	153.0	153.2	154.1	154.7	155.3	156.5	156.5	157.0	
2009	157.0	157.0	157.0	157.0	156.7	157.2	156.9	157.4	157.1	156.5	157.0	157.0	
2010	157.2	157.1	157.2	157.3	157.6	157.6	157.9	158.1	158.2	157.5	157.4	157.6	
2011	158.1	158.5	158.8(P)	159.3(P)	159.6(P)	160.1(P)							

R : Revised

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

BHH

## Anexo 2. Producer Price Index, PPI (Cont.)

UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR

 **BUREAU OF LABOR STATISTICS**

Home ▾ Subject Areas ▾ **Databases & Tools ▾** Publications ▾ Economic Releases ▾ Beta

## Databases, Tables &amp; Calculators by Subject

Change Output Options:

From: 2001 ▾ To: 2011 ▾

GO

☐ include graphs

Data extracted on: August 2, 2011 (11:58:11 AM)

## Producer Price Index-Commodities


Series Id: WPU0531

Not Seasonally Adjusted

Group: Fuels and related products and power

Item: Natural gas

Base Date: 198200

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2001	393.8	262.3	215.8	220.6	203.6	153.4	121.1	120.9	93.0	72.9	114.0	90.5	171.8
2002	99.3	78.9	95.9	131.3	125.5	117.7	112.6	114.9	120.9	134.6	167.5	171.1	122.5
2003	193.5	216.5	330.1	201.9	211.2	237.4	219.4	195.4	202.4	184.1	181.2	200.6	214.5
2004	242.3	231.2	208.1	218.7	241.4	270.7	257.5	249.8	212.8	222.1	306.7	289.5	245.9
2005	252.4	253.2	257.4	298.2	278.2	260.5	296.0	316.0	417.3	492.7	486.4	416.0	335.4
2006	403.4	317.6	283.6	277.4	275.8	240.9	241.7	284.0	263.4	176.6	292.9	307.0	280.3
2007	241.7	295.5	298.1	288.4	301.9	304.7	274.0	241.3	216.8	248.6	282.3	292.1	273.8
2008	293.4	332.4	362.7	384.0	437.0	449.5	489.9	355.7	306.9	257.0	217.2	242.0	344.0
2009	229.4	175.9	146.8	138.7	135.6	140.2	151.5	147.8	123.3	154.0	181.5	195.1	160.0
2010	244.4	231.2	204.3	168.8	175.8	178.0	195.4	194.3	157.7	159.6	143.9	176.7	185.8
2011	179.6	183.0	163.3(P)	178.6(P)	182.6(P)	183.2(P)							

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

BPT

### Anexo 3. Precio para valorar el gas de empaquetamiento, $PGE_t$

En el numeral 8.5.3 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece una metodología para valorar el gas de empaquetamiento incorporando precios de mercado, como se indica a continuación:

“La CREG calculará el precio para valorar el Gas de Empaquetamiento –  $PGE_t$  – utilizando la siguiente ecuación:

$$PGE_t = \frac{1}{QT_s + QT_r} \times \left[ \sum_{s=1}^i (P_s \times Q_s) + \sum_{r=1}^j (P_r \times Q_r) \right]$$

Donde:

$PGE_t$ : Precio para valorar el Gas de Empaquetamiento correspondiente al Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU.

$QT_s$ : Suma de las cantidades de gas natural contratadas en firme a través de las  $i$  subastas. Esta cifra se expresará en MBTUD.

$QT_r$ : Suma de las cantidades de gas natural contratadas en firme y provenientes de los  $j$  campos de producción. Se tomará como referencia la información de contratos más reciente reportada por los productores a la autoridad competente. Esta cifra se expresará en MBTUD.

$P_s$ : Precio resultante de la subasta  $s$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU. Cuando en una subasta haya múltiples productos y múltiples precios,  $P_s$  será el resultado de ponderar los precios resultantes de la subasta por las cantidades de cada producto.

$Q_s$ : Cantidad de gas natural contratada en la subasta  $s$ , expresada en MBTUD.

$P_r$ : Precio regulado del campo  $r$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU, vigente al momento de la aprobación de los cargos regulados de transporte.

$Q_r$ : Cantidad de gas natural proveniente del campo  $r$ , contratada en firme y expresada en MBTUD. Se tomará como referencia la información de contratos más reciente reportada por los productores a la autoridad competente.



- s*: Subasta realizada en el marco de la Resolución CREG 095 de 2008, o aquellas que la modifiquen o complementen.
- r*: Campo de producción de gas natural con precio regulado.
- i*: Número de subastas realizadas en el marco de la Resolución CREG 095 de 2008 o aquellas que la modifiquen o complementen, durante los tres (3) años anteriores a la aprobación de los cargos regulados de transporte.
- j*: Número de campos de producción de gas natural con precio regulado.

Los precios se actualizarán a la Fecha Base utilizando el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo”.

Para aplicar esta metodología, y a la fecha de elaboración de este documento, en los archivos de la Comisión se dispone de la siguiente información:

$Q_r = 667.753$  MBTUD (Suma de contratos de La Guajira para el mes de junio de 2011)  
 $P_r = 5,81$  USD/MBTU (agosto de 2011)  
 $P_r = 6,19$  USD/MBTU (diciembre de 2009) [indexado con serie ID: WPU0531 disponible agosto 2 de 2011, ver anexo 2]

$Q_{s1} = 40.600$  MBTUD  
 $P_{s1} = 4,73$  USD/MBTU (julio 2010)  
 $P_{s1} = 4,72$  USD/MBTU (diciembre de 2009) [indexado con serie ID: WPU0531]

$Q_{s2} = 32.821$  MBTUD  
 $P_{s2} = 6,14$  USD/MBTU (diciembre 2009)

Al aplicar la fórmula de la *metodología* se obtiene que el precio del gas,  $PGE_t$ , es de 6,105 USD/MBTU (cifras a diciembre de 2009)