

Rec. 044-07



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**SOLICITUD DE ACTUALIZACIÓN DE
LA TARIFA DEL SISTEMA DE
TRANSPORTE DE GAS DE
TRANSORIENTE S.A. E.S.P.**

DOCUMENTO CREG-035

1 DE JUNIO DE 2007

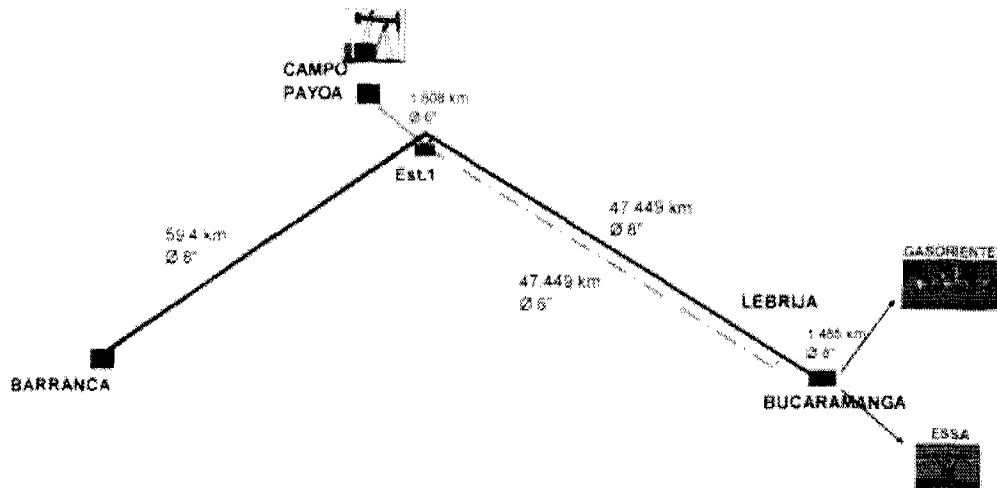
**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
PRELIMINAR**

SOLICITUD DE ACTUALIZACIÓN DE LA TARIFA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE TRANSORIENTE S.A. E.S.P.

1. ANTECEDENTES

- 1.1 Mediante las Resoluciones CREG 001,084 y 085 de 2000, CREG 007, 008 y 073 de 2001 y CREG 027 de 2006 (en adelante la Metodología) se establece la metodología general para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el país.
- 1.2 Mediante la Resolución CREG 016 de 2001 se adoptaron los cargos regulados para el Sistema de Transporte de TRANSORIENTE S.A. E.S.P. (en adelante TRANSORIENTE), con base en la Metodología para remunerar la actividad de transporte de gas natural. De conformidad con la Ley, los cargos regulados se aprueban para un período de 5 años y después de este período continúan vigentes hasta cuando la Comisión apruebe nuevos cargos.
- 1.3 El Sistema de Transporte de TRANSORIENTE comprende los gasoductos para transportar gas natural a Bucaramanga y otras poblaciones aledañas (demanda promedio de 12 mpcd) desde los pozos de Payoa y desde Barrancabermeja (ver figura 1).

Figura 1. Sistema de Transporte de TRANSORIENTE



2. ACTUACIÓN ADELANTADA¹

- 2.1 Mediante comunicación con radicación E-2006-001106 TRANSORIENTE presentó a la CREG una solicitud de actualización tarifaria. Esta solicitud tenía como objeto

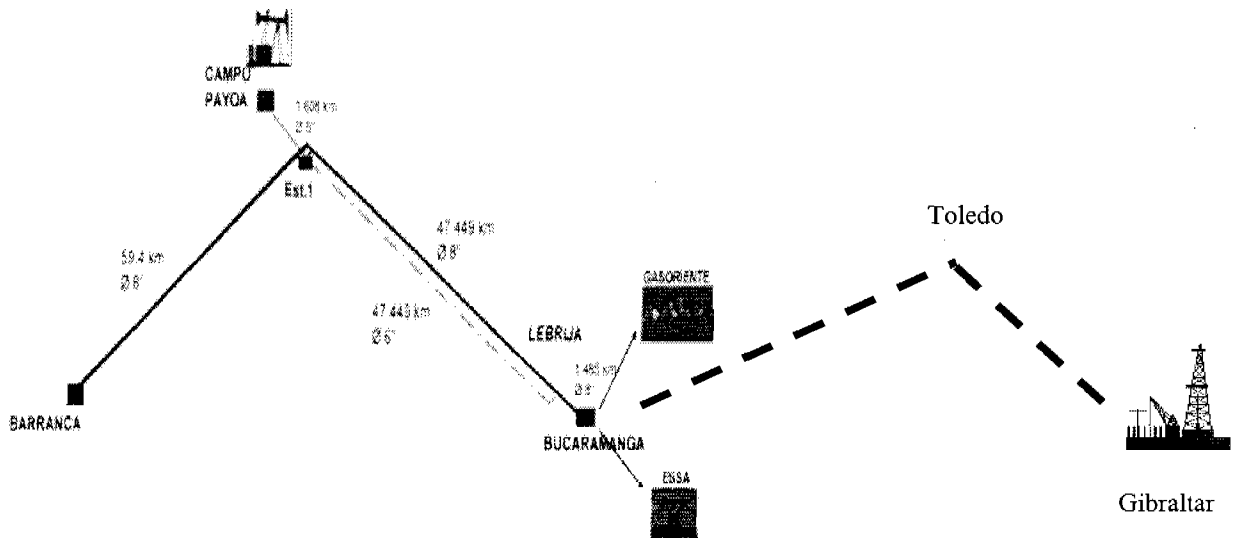
¹ Ver Expediente 2006-0001.

incluir en la base tarifaria inversiones nuevas con sus respectivos gastos de AOM. La principal inversión, en esta solicitud, correspondía a un compresor en Barrancabermeja (Barranca) para aumentar la presión en dicho punto y poder garantizar el transporte desde Barranca a Bucaramanga. También se incluyó la construcción de un tramo de gasoducto (170 metros) aguas arriba del COGB².

2.2 Durante 2006 la Dirección Ejecutiva de la Comisión decretó pruebas tendientes a aclarar la necesidad de las inversiones solicitadas (ver expediente 2006-0001). Antes de decidir sobre esta solicitud TRANSORIENTE modificó sus peticiones como se indica enseguida.

2.3 Mediante comunicación con radiación E-2006-008827 TRANSORIENTE modificó parcialmente su solicitud presentada según radicación E-2006-001106. En esta modificación la empresa: i) eliminó la solicitud de inversión en compresión en Barranca y en el tramo de gasoducto aguas arriba del COGB y; ii) solicitó incluir la inversión y los gastos de AOM para construir un gasoducto nuevo entre el pozo de Gibraltar y Bucaramanga pasando por Toledo (ver figura 2).

Figura 2. Sistema de TRANSORIENTE y Proyecto de Gasoducto Gibraltar -Toledo- Bucaramanga



Fuente: TRANSORIENTE, radicación E-2006-008827

2.4 De acuerdo con la información presentada por TRANSORIENTE, las principales características técnicas del gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga serían:

² Centro Operacional de Gas de Barrancabermeja.

Longitud:	190 km
Diámetro:	10 pulgadas
Capacidad máxima:	41 MPCD
Demanda esperada:	30 MPCD
Fecha de entrada en operación:	Enero de 2009

- 2.5 En cumplimiento de lo establecido en los artículos 14 y 15 del Código Contencioso Administrativo la Comisión ordenó a TRANSORIENTE hacer una publicación en un diario de amplia circulación informando sobre su solicitud, y remitió comunicaciones a Gasorient S.A. E.S.P. y a Metrogas S.A. E.S.P. con el mismo fin.
- 2.6 La empresa Gasorient S.A. E.S.P. (GASORIENTE) se hizo parte en el proceso mediante comunicación con radicado E-2007-003683 de mayo 3 de 2007 y presentó sus comentarios a la solicitud de TRANSORIENTE mediante comunicaciones con radicados E-2007-003916, E-2007-004194 y E-2007-004380.
- 2.7 La Dirección Ejecutiva de la Comisión ordenó la remisión de información relevante a la empresa peticionaria, a Gas Natural, y a Ecopetrol, mediante autos de marzo 8, y abril 12 y se solicitó información adicional a la UMPE, todo lo cual hace parte del expediente 2006-0001.
- 2.8 Así mismo a lo largo de la actuación TRANSORIENTE remitió comunicaciones en respuesta a los argumentos de GASORIENTE y planteó otros argumentos sobre la actuación. (Radicados E-2007-004115, E-2007-004354 y 4472).

A continuación se describe en detalle y analiza la solicitud y argumentos presentados en la actuación administrativa.

3. SOLICITUD DE TRANSORIENTE

La empresa presenta en su solicitud una pretensión principal y una secundaria en los siguientes términos:

“PRINCIPAL

Que se actualicen los cargos de transporte de TRANSORIENTE definidos en la Resolución CREG 016 de 2001, tomando como parámetro la metodología establecida en la Resolución CREG 001 de 2000, por agotamiento del período tarifario y considerando de manera específica lo siguiente:

- Que se actualicen los Cargos de TRANSORIENTE de conformidad con la información actualizada al año 2004 que es el inmediatamente anterior a aquel en el que se agota el período tarifario.*
- Que se actualicen los Cargos de TRANSORIENTE de conformidad con la información particular de TRANSORIENTE considerando los parámetros establecidos en la Resolución CREG 001 de 2000.*

- *Que se actualice y modifique el Programa de Nuevas Inversiones definido para el período 2001 – 2005, con aquellas inversiones necesarias para el período 2006 – 2010 que se describen en el presente documento.*

SECUNDARIA

Que en virtud del común acuerdo previsto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas acceda a actualizar la tarifa de transporte de gas definida en la Resolución CREG 016 de 2001, tomando como parámetro la metodología establecida en la Resolución CREG 001 de 2000, considerando las necesidades actuales del servicio de transporte de gas y de manera específica lo siguiente:

- *Que se actualicen los Cargos de TRANSORIENTE de conformidad con la información actualizada al año 2004 que es el inmediatamente anterior a aquel en el que se agota el período tarifario.*
- *Que se actualicen los Cargos de TRANSORIENTE de conformidad con la información particular de TRANSORIENTE considerando los parámetros establecidos en la Resolución 001 de 2000.*
- *Que se actualice y modifique el Programa de Nuevas Inversiones definido para el período 2001 – 2005, con aquellas inversiones necesarias para el período 2006 – 2010 que se establecen en el presente documento.”*

En resumen la empresa afirma que en el nuevo modelo de regulación se tiene la expectativa de que el suministro de gas cuente con diversas fuentes de tal forma que haya competencia entre los campos productores y que en este contexto la entrada del campo Gibraltar contribuye con la competencia y soluciona temas de suministro.

Por otra parte, la empresa afirma que debe tenerse en cuenta que los pozos de Payoa y Provincia, de donde se surte Bucaramanga han venido decayendo y actualmente es imposible suplirla en forma totalmente confiable. No obstante se construyó y se remunera el gasoducto que conecta Bucaramanga con Barrancabermeja, este gas no cumple con las condiciones de entrega exigidas en la regulación por lo que TRANSORIENTE no lo puede recibir. Adicionalmente, los campos de Guajira y Cusiana no están en capacidad de abastecer la demanda interna ni su crecimiento. Afirma la empresa que aunque hay reservas suficientes, hay problemas en la capacidad de producción y barreras en el sistema de transporte

Concluye la empresa que “Por lo anterior, la conexión de Gibraltar al Sistema Nacional de Transporte a través de la infraestructura que opera TRANSORIENTE, es viable para la demanda actual de TRANSORIENTE, y sin duda alguna para el país, que contaría con una fuente adicional, que esperamos contribuya a mejorar las condiciones de competencia en el mercado.”

En la solicitud TRANSORIENTE reporta la información de inversiones, demandas y gastos de AOM como se indica a continuación:

3.1 Inversión Base

En la Metodología se define la Inversión Base como aquella que reconoce la CREG y que corresponde a un dimensionamiento consistente con el Factor de Utilización Normativo. La Inversión Base comprende la inversión existente más el Programa de Nuevas Inversiones para realizar durante el período tarifario.

Inversión existente: La inversión existente incluye los activos reconocidos en la última revisión tarifaria más las inversiones eficientes efectivamente ejecutadas durante dicho Período Tarifario. La última revisión tarifaria para TRANSORIENTE se realizó en 2001 según Resolución CREG 016 del mismo año. La tabla 1 indica el monto de las inversiones existentes reportadas por la empresa.

INVERSIÓN	TOTAL
Inversión Existente en 2001	11.353.202
Programa de Nuevas Inversiones 2001 - 2005	11.745.307
TOTAL	23.098.509

Fuente: TRANSORIENTE, radicación E-2006-001106

Programa de Nuevas Inversiones: La tabla 2 indica el Programa de Nuevas Inversiones que solicita TRANSORIENTE para el nuevo período tarifario 2006 – 2010.

ACTIVO	Entrada en Operación	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
Gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga	2008	-	43.220.796	64.831.194	-	-	108.051.990
Gasoductos Tramo Barranca-Payoa	2005	4.535	25.887	30.422	30.422	30.422	121.688
Sistema de Regulación de Flujo y Presión COGB-Payoa	2007	-	132.559	-	-	-	132.559
Gasoductos Tramo Payoa-B/manga	1997	-	36.506	36.506	36.506	36.506	146.024
Cambio de Tramos Gasoducto Payoa-B/manga	2007	9.895	369.809	-	-	-	379.704
Muebles, enseres y equipos de oficina	-	-	-	24.337	-	-	24.337
Equipos de Transporte, computación y Accesorios	-	8.112	52.731	125.743	52.731	28.394	267.711
TOTAL		22.542	43.838.288	65.048.202	119.659	95.322	109.124.013

Fuente: TRANSORIENTE, radicación E-2006-006827

3.2 Gastos de AOM

La tabla 3 indica los gastos de AOM reportados por la empresa para el gasoducto existente y para el nuevo gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga. Se puede observar la inclusión, por parte de TRANSORIENTE, de un nuevo rubro en AOM denominado Programa de Administración de Integridad.

Tabla 3. Gastos de AOM (Miles de Col. \$ de dic. 31 de 2000)

Año	Gasoducto Existente (Barranca-Payoa-B/manga)				Gasoducto Nuevo (Gibraltar - B/manga)			Gastos Totales
	AOM Resolución CREG 016-01	Raspador Inteligente	Programa de Administración de Integridad	Total Gasoducto Existente	AOM Gasoducto	Raspador Inteligente	Total Gasoducto Nuevo	
2006	1.571.552	-	123.907	1.695.459	-	-	-	1.695.459
2007	2.047.628	516.823	584.360	3.148.811	-	-	-	3.148.811
2008	1.571.552	-	468.550	2.040.102	6.021.683	-	6.021.683	8.061.785
2009	1.571.552	-	601.883	2.173.435	12.043.367	-	12.043.367	14.216.802
2010	1.571.552	-	601.883	2.173.435	12.043.367	-	12.043.367	14.216.802
2011	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2012	2.047.628	930.281	401.883	3.379.792	12.043.367	1.380.885	13.424.252	16.804.044
2013	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2014	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2015	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2016	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2017	2.047.628	930.281	401.883	3.379.792	12.043.367	1.380.885	13.424.252	16.804.044
2018	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2019	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2020	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2021	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2022	1.571.552	930.281	401.883	2.903.716	12.043.367	1.380.885	13.424.252	16.327.968
2023	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2024	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2025	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2026	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2027	1.571.552	930.281	401.883	2.903.716	12.043.367	1.380.885	13.424.252	16.327.968
2028	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802
2029	1.571.552	-	401.883	1.973.435	12.043.367	-	12.043.367	14.016.802

Fuente: TRANSORIENTE, radicación E-2006-008827

3.3 Demandas

La tabla 4 indica la demanda esperada de volumen y la demanda esperada de capacidad reportada por TRANSORIENTE en su solicitud (radiación E-2006-008827). Nótese que la empresa reporta las demandas totales para el Sistema integrado (gasoducto existente más gasoducto nuevo), en concordancia con su solicitud de establecer un cargo único para el Sistema integrado.

Tabla 4. Demandas

Año	Demanda Esperada de Volumen (MPCD)	Demanda Esperada de Capacidad (MPCD)
2006	30	30
2007	30	30
2008	30	30
2009	30	30
2010	30	30
2011	30	30
2012	30	30
2013	30	30
2014	30	30
2015	30	30
2016	30	30
2017	30	30
2018	30	30
2019	30	30
2020	30	30
2021	30	30
2022	30	30
2023	30	30
2024	30	30
2025	30	30
2026	30	30
2027	30	30
2028	30	30
2029	30	30

Fuente: TRANSORIENTE, radicación E-2006-008827

3.4 Capacidad Máxima del Gasoducto

La empresa reporta una capacidad máxima de 41 MPCD para el nuevo gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga.

3.5 Esquema de Cargos

De acuerdo con la Metodología, las empresas transportadoras pueden someter a consideración de la Comisión, para efectos del cálculo de cargos regulados, gasoductos independientes o grupos de gasoductos que los transportadores consideren adecuados para su Sistema de Transporte y para sus remitentes. TRANSORIENTE solicita que se establezca un cargo único (estampilla) para todo su Sistema de Transporte, incluyendo el nuevo gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga. Anota la empresa que de esa manera se evitan discriminaciones entre los diferentes agentes conectados al sistema, o los que se conecten en el futuro.

4. ANÁLISIS DE LA COMISIÓN

4.1 Aspectos Jurídicos

4.1.1 Solicitud de TRANSORIENTE

En resumen lo que la empresa solicita es la actualización de su cargo de transporte para lo cual pide que se aplique la Metodología vigente, que se tenga en cuenta la información actualizada al año 2004 y que se considere su nuevo Programa de Inversiones, para lo cual plantea dos alternativas para que su solicitud sea atendida positivamente.

La solicitud de actualización de TRANSORIENTE implica la aprobación de un nuevo cargo de transporte para la empresa donde se tengan en cuenta las inversiones que ya vienen siendo remuneradas conforme a la Resolución CREG 016 de 2001 y la realización del gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga, como nueva inversión a realizar.

La solicitud de la empresa y los argumentos que la sustentan deben ser estudiados y atendidos en el contexto de lo establecido en la ley y en la regulación vigente.

En relación con la vigencia de las fórmulas tarifarias se encuentra que el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece:

“Artículo 126: Vigencia de las Fórmulas Tarifarias. Las formulas 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. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave al capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas. Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.”

Los cargos vigentes actualmente aprobados mediante la Resolución CREG-016 de 2001 remuneran la actividad de transporte a través del gasoducto Barranca-Payoa-Bucaramanga. La empresa en su pretensión principal plantea que hay lugar a la actualización del cargo de transporte por “agotamiento del período tarifario”. Tal y como se acaba de ver la ley prevé expresamente que una vez transcurrido los cinco años previstos para la vigencia de las fórmulas tarifarias estas continuarán rigiendo “*mientras la comisión no fije unas nuevas.*” En este contexto se concluye que el hecho de que la metodología y los cargos aprobados a TRANSORIENTE ya hayan estado vigentes por cinco años no implica que se deban aprobar nuevos cargos sin que se haya aprobado una nueva metodología. Mientras esto ocurre seguirán vigentes y se deberán aplicar los cargos definidos en la Resolución CREG 016 de 2001. La Comisión adelanta los análisis pertinentes para establecer una nueva metodología, de tal forma que los nuevos cargos para los Sistemas de Transporte existentes se adoptarán con base en ella.

En cuanto a la aprobación de cargos para las nuevas inversiones, correspondientes a la construcción del gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga se encuentra que la Resolución CREG 001 de 2000, “*Por la cual se establecen 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” define en el artículo tercero los “Criterios para el Cálculo de los Costos de la Inversión”. Concretamente el numeral 3.2.1, modificado por la Resolución CREG-073 de 2001, establece:

“3.2.3. Inversiones no previstas en el Programa de Nuevas Inversiones.

En el evento en que un Transportador ejecute durante el Período Tarifario vigente una inversión no prevista en el respectivo Programa de Inversiones presentado a la CREG en su solicitud de cargos, estos activos podrán ser incluidos en la Inversión Base para el siguiente Período Tarifario de conformidad con lo establecido para nuevas Inversiones en el numeral 3.2.2 de esta Resolución. En el entretanto para la remuneración de estas inversiones podrá optarse por las siguientes alternativas, según sea el caso:

- a) Aplicando los cargos regulatorios vigentes para el gasoducto o grupo de gasoductos del cual se derive.*
- b) Formulando solicitud de cargos de transporte independientes para la remuneración de las inversiones no previstas por el transportador en el Programa de Nuevas Inversiones.”*

Como se ve, la norma indica claramente el tratamiento tarifario que debe darse a las nuevas inversiones que no fueron incluidas por la empresa en el Programa de Nuevas Inversiones considerado en la resolución de cargos vigente. Al respecto señala que pueden remunerarse aplicando el mismo cargo de transporte aprobado para el gasoducto, o grupo de ellos, del cual se desprende, o puede solicitar cargos de transporte independientes para la remuneración de dichas inversiones.

En este orden de ideas si bien no es posible actualizar el cargo de transporte de la empresa en los términos que lo solicita, se puede proceder a aprobar un cargo independiente para la nueva inversión que proyecta realizar la empresa.

De acuerdo con la información reportada por TRANSORIENTE, el 99% del monto de la nueva inversión solicitada (Tabla 2) corresponde al gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga, para el cual la Comisión aprobará un cargo independiente en los términos de lo establecido en la Metodología. El 1% restante de la nueva inversión corresponde a inversiones adicionales que están inmersas en el Sistema existente, Barranca-Payoa-Bucaramanga. En caso de ser ejecutadas, dichas inversiones serán remuneradas a partir de los cargos vigentes según la Res. CREG 016 de 2001.

La empresa presenta una pretensión “secundaria” donde reitera la solicitud de actualización de los cargos, pero para que sea tramitada en virtud de la figura del mutuo acuerdo entre la empresa y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, de que trata el artículo 126 de Ley 142 de 1994 antes transcrito.

Como lo ha manifestado en varias oportunidades la Comisión, el artículo 126 prevé una vigencia de cinco años para las fórmulas tarifarias las cuales pueden ser modificadas antes de terminar su vigencia, por las causas que la misma norma prevé una de la cuales es el mutuo acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la Comisión. Dado que la modificación antes de la terminación de la vigencia de la fórmula tarifaria es una condición excepcional a la regla general establecida en el artículo 126, debe estar fundada jurídica y fácticamente, especialmente cuando se trate del ejercicio de la discrecionalidad de la

CREG al llegar a un acuerdo mutuo con la empresa. Al respecto se deberá tener en cuenta lo establecido en el artículo 3o. de la Ley 142 de 1994, y en el Código Contencioso Administrativo, artículo 36:

El artículo 3o. de la Ley 142 de 1994 establece:

“Todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deben fundarse en los motivos que determina esta ley; y los motivos que invoquen deben ser comprobables”.

Por su parte el artículo 36 del Código Contencioso Administrativo indica:

“En la medida en que el contenido de una decisión, de carácter general y particular, sea discrecional, debe ser adecuada a los fines de la norma que la autoriza, y proporcional a los hechos que le sirven de causa”.

En este caso se considera que la empresa no ha presentado, ni la Comisión encuentra razones de hecho ni de derecho que justifiquen llegar a un mutuo acuerdo con la empresa para dar lugar a la aprobación de los cargos de transporte de gas en la forma en que ésta los solicita mediante la figura del mutuo acuerdo. Como se expuso anteriormente las nuevas inversiones en el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga que propone realizar la empresa pueden ser remuneradas mediante la aprobación de un nuevo cargo, en tanto que los cargos vigentes seguirán aplicándose para el sistema existente.

Finalmente, es relevante tener en cuenta que las normas vigentes no prevén una *“actualización de cargos”* como la que solicita TRANSORIENTE. No obstante ya han transcurrido cinco años desde el inicio de la vigencia de la metodología y de los cargos aprobados en la Resolución CREG- 016 de 2001, el legislador previó que ante tal situación se continuaran aplicando los cargos vigentes. Se concluye que lo que la empresa denomina como agotamiento del período tarifario no da lugar a la aprobación de nuevos cargos para la empresa en el sentido que lo solicita.

Reconocimiento de la Inversión Base

Específicamente en relación con el reconocimiento de la Inversión Base por parte de la Comisión la empresa hace dos planteamientos que requieren un análisis de fondo:

a) Alternativas para el reconocimiento de la Inversión Base: En primer lugar mediante comunicación con radicado E-2007-002057 TRANSORIENTE presentó algunas alternativas de carácter teórico que considera el regulador podría implementar para la *determinación de la base de inversiones, habida cuenta de la incertidumbre en la estimación de la inversión en el proyecto del gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga, y con el fin de lograr una decisión pronta a su solicitud.* En su carta la empresa reconoce que las medidas propuestas no hacen parte de la metodología vigente y sugiere que se implementen a través de la figura del común acuerdo. A continuación la empresa indica que el problema de información que tiene el regulador para determinar la razonabilidad de las pretensiones del agente es similar al que tiene la empresa *“... en la medida que no existe experiencia reciente en el país en este tipo de obras, y en este sentido, los*

presupuestos se hacen sobre proyecciones razonables considerando el estado de la técnica en materia de ingeniería.”

Las alternativas presentadas por la empresa se fundamentan en la aprobación de los costos de la Base de Inversiones tal y como fue presentada por TRANSORIENTE y diferentes mecanismos para revisarla con posterioridad a su aplicación. Las alternativas planteadas se resumen así:

1. Esquema básico: Una vez terminado el período tarifario, la CREG revisaría las inversiones y las ajustaría a valor real.
2. Esquema Profit Sharing: La CREG expediría una regla en la cual permite *“al agente capturar parte de los ahorros logrados sobre el presupuesto revisado, siempre y cuando revele la información al regulador. El agente, al tener la expectativa de poder capturar un porcentaje de los ahorros que se logre en la gestión específica, buscará que estos efectivamente se produzcan, y además los revelará, para efectos de (sic) poder capturar el resultado de ese esfuerzo.”* En este punto la empresa recuerda que ya en una situación anterior propuso a la Comisión que los ahorros fueran distribuidos en partes iguales con los usuarios.
3. Banda de desviación: La CREG definiría un *“nivel máximo de desviación entre las inversiones reales y presupuestadas, a partir de la cual el regulador revisaría la tarifa a través de un mayor o menor valor de las inversiones.”* TRANSORIENTE manifiesta que estaría de acuerdo con una banda del 10% *“sin que esté en capacidad de sustentar el porcentaje en criterios distintos al simplemente subjetivo.”*
4. Revisión en la Mitad del Período Tarifario: La CREG realizaría una revisión tarifaria en la mitad del período tarifario como se ha hecho en otros subsectores, para lo cual deberían considerarse los valores de las inversiones ejecutadas, sean estos mayores o menores, considerando la información suministrada por la empresa.

Esta alternativa de adoptar un mecanismo de revisión de la tarifa fue reiterada por TRANSORIENTE en comunicación E-2007-004354, manifestando que la información entregada para la definición de la tarifa refleja una *“...estimación razonada de los costos y gastos en los que se tendría que incurrir para implementar el Programa de Nuevas Inversiones solicitado”*, que concluida la obra las cifras reales pueden variar respecto del presupuesto y que la empresa estaría dispuesta a renunciar al derecho que le reconoce la regulación (metodología de incentivos), de apropiarse de las mayores eficiencias que logre en su inversión, para efectos de que se realice una revisión.

Al respecto se considera que la metodología vigente define la forma en que debe determinarse la Base de Inversiones, Resolución CREG-001 de 2000:

“Inversión Base: Es aquella que reconoce la CREG y que corresponde a un dimensionamiento consistente con el Factor de Utilización Normativo del gasoducto, con la Demanda Esperada de Capacidad y de Volumen y con costos eficientes comparables con otros gasoductos similares u otros criterios de evaluación de que disponga la CREG. La Inversión Base deberá considerar las normas de seguridad establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, el Reglamento Único de Transporte y las normas aplicables emitidas por autoridades competentes.” (Artículo 1°)

La Comisión cuenta con los elementos suficientes para definir el cargo de transporte del gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga conforme a la metodología vigente, la cual no prevé ningún tipo de revisión, actualización, o mecanismo de ajuste. Las alternativas formuladas por TRANSORIENTE no se ajustan a la metodología vigente, tal y como lo reconoce la empresa, y la Comisión no encuentra razón alguna que justifique el desconocimiento de la metodología general que se encuentra vigente para acoger alguna de las mencionadas alternativas.

b) Aplicación del criterio de comparación: En sus comunicaciones E-2007-004354 y E-2007-004472 manifiesta que la interacción entre el regulador y el agente fue reglamentada por el legislador en la Ley 142 de 1994, artículos 106 y siguientes, y que según lo indicado en el artículo 108 cuando el regulador no comparta la información entregada por la empresa debe decretar las pruebas que considere convenientes, de lo cual salta a la conclusión:

“Una primera conclusión de lo anterior, es que el regulador no puede simplemente dudar de la información presentada por el agente, sino que debe necesariamente recurrir a los diferentes medios de prueba, para establecer una verdad o una información diferente, de manera que la tarifa pueda tener unos motivos comprobables. ...”

En cuanto a lo establecido en la metodología para efectos de la remuneración de la Inversión Base manifiesta que al aplicar el criterio de comparación de los costos eficientes el Regulador debe establecer con qué gasoducto realizará la comparación, que esta información debe ser tenida como prueba y por tanto decretarse como tal por la Comisión dentro de la actuación y dada a conocer a la empresa para que ésta pueda discutirla. En este sentido argumenta que el criterio de comparación establecido en la metodología de la Resolución CREG-001 de 2000 es bastante amplio y no hay una regla previamente establecida que permita al agente conocer con quién va a ser comparado, a diferencia de lo que ocurre con el cálculo de AOM, contenido en la misma metodología. Como consecuencia de lo anterior plantea que el regulador debe decretar la prueba y dar traslado de la comparación que pretende realizar, para así garantizar el derecho de contradicción. Concluye que la oportunidad del recurso de reposición no es suficiente para controvertir la comparación que haga la Comisión por cuanto la empresa vería sustancialmente reducida su posibilidad de contradicción y ello conllevaría a una violación del debido proceso y al desconocimiento de los principios que deben regentar las actuaciones administrativas tales como la celeridad, eficacia y contradicción.

Al respecto se considera que los argumentos de la empresa confunden el cálculo mismo de la tarifa con la práctica de pruebas dentro del proceso, y malinterpretan el alcance de lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994.

Como ya se indicó anteriormente la Resolución CREG-001 de 2000 define la forma de determinar la Inversión Base para efectos del cálculo de la tarifa de transporte, indicando, entre otras cosas, que para determinar la inversión eficiente el regulador debe comparar con los costos eficientes de otros gasoductos similares o aplicar otros criterios de evaluación que considere convenientes. El ejercicio mismo de esta comparación y la determinación de los gasoductos con los cuales se realiza, dan lugar a la definición del

cargo de transporte, es decir hacen parte de los análisis que determina el resultado de la decisión de fondo que debe tomar la Comisión, lo cual, como se sabe, se hace mediante la aprobación de una resolución.

Por otra parte no es correcto afirmar, como lo hace TRANSORIENTE, que en virtud de lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994 haya lugar a que la Comisión informe a la empresa peticionaria sobre el contenido de estos análisis. Tal interpretación excede y confunde el alcance de mencionado artículo el cual establece:

“ARTÍCULO 108. PERÍODO PROBATORIO. *Dentro del mes siguiente al día en que se haga la primera de las citaciones y publicaciones, y habiendo oído a los interesados, si existen diferencias de información o de apreciación sobre aspectos que requieren conocimientos especializados, la autoridad decretará las pruebas a que haya lugar.”*
(Hemos subrayado)

Se puede ver claramente que lo que el artículo indica es que hay lugar a la práctica de pruebas cuando haya diferencias de información o de apreciación de aspectos que requieran conocimientos especializados. Es decir el objeto de la prueba es recabar información o acceder a conocimientos que no se tengan, precisamente por su carácter especializado. Lo anterior dista de los análisis que se realizan en el estudio de una solicitud tarifaria, los cuales además son propios del carácter técnico de la Comisión.

Tampoco es posible llegar a concluir, como lo hace la empresa, que por la sola presentación de su información adquiera un derecho a que le sean reconocidos los costos reflejados en ella y salvo que la Comisión desvirtúe dicha información. En forma alguna se vislumbra del texto una intención en tal sentido por parte del legislador.

Lo que sí está previsto normativamente es que la Comisión define la tarifa con fundamento en una metodología y unos criterios basados en el reconocimiento de costos eficientes, los cuales se aplican a la información que remita la empresa, y la que se obtenga mediante la práctica de pruebas, cuando ellas sean necesarias.

Es fundamental tener en cuenta que las normas vigentes no prevén un mecanismo de discusión o negociación entre el regulador y la empresa para la aprobación de la tarifa. Así la oportunidad para controvertir los análisis y evaluaciones que hace el regulador, aplicando la metodología, se presenta una vez éstos han sido aprobados y se encuentran reflejados en un acto administrativo, no antes. Contrario a lo que afirma TRANSORIENTE, el recurso de reposición es la oportunidad idónea para hacer valer los argumentos que considere pertinentes y desvirtuar, si es del caso, las evaluaciones que haya hecho la CREG. No se encuentra, entonces que haya un desconocimiento del debido proceso.

Finalmente hay que tener en cuenta que no es posible dar a conocer resultados parciales de los análisis que realiza la Comisión en el proceso de aprobación de una tarifa, ya que esto podría ser tenido como una prueba pericial y su divulgación tendría la potencialidad de convertirse en causal de recusación para sus autores.

4.1.2 Intervención de GASORIENTE

En las comunicaciones remitidas GASORIENTE formuló varias observaciones con relación a la solicitud de TRANSORIENTE a las cuales ésta dio respuesta.

En relación con la actuación administrativa GASORIENTE indicó que del expediente no es posible inferir la razón por la cual la Comisión dio trámite a la solicitud de TRANSORIENTE si en comunicación S-2005-000994 manifestó que la metodología no preveía la posibilidad de actualizar tarifas y que según lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, en tanto que no se aprueben nuevas fórmulas las tarifas siguen vigentes, y solicitó que la Comisión le aclarara el tipo de procedimiento que estaba llevando a cabo y las normas en las que se sustentaba para poder ejercer su derecho dentro del proceso. Adicionalmente cuestionó el que TRANSORIENTE hubiese formulado una modificación a la solicitud inicial por considerar que ello resulta inadecuado y genera confusión con respecto a las posibilidades de participación de los terceros interesados en la decisión. Planteó que TRANSORIENTE debió formular una solicitud de tarifa independiente para el nuevo gasoducto que proyecta construir. Finalmente, solicitó que se aplazara la decisión hasta tanto no se conocieran otras solicitudes tarifarias con el fin de tener mayor información, todo esto teniendo en cuenta los altos costos incluidos en la solicitud de TRANSORIENTE.

Al respecto se considera que, como ya se expuso, conforme a lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, los cargos aprobados mediante la Resolución CREG- 016 de 2001 continuarán vigentes hasta cuando se aprueben nuevas fórmulas tarifarias, y por tanto sólo es posible calcular un nuevo cargo independiente para las nuevas inversiones que no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones remuneradas por dicha resolución. En lo que respecta al aplazamiento de la decisión la Comisión cuenta con un plazo establecido en la Ley 142 de 1994 para dar trámite y solución a este tipo de actuaciones, que en este momento encuentre sustento alguno que le permita aplazar la decisión.

Por otra parte GASORIENTE manifiesta que la solicitud de TRANSORIENTE como está planteada implica un cambio estructural en el sistema de transporte de la empresa ya que no se trata de inversiones para poder atender la demanda actual sino un cambio en los puntos de entrada y salida del gas y en el sentido del flujo del mismo y que el argumento según el cual la tarifa solicitada resulta en todo caso competitiva frente a la posibilidad de llevar el gas a Bucaramanga desde otras fuentes no es aceptable. Finalmente manifiesta que actualmente cuenta con un contrato de transporte que le permite atender adecuadamente su mercado hasta diciembre de 2008 y que la aprobación de un nuevo cargo para TRANSORIENTE no puede afectar lo allí pactado mientras el nuevo gasoducto no entre en operación.

Sobre estos aspectos se considera que dado que propone adoptar un cargo independiente para el nuevo gasoducto, Gibraltar-Toledo-Bucaramanga, no habrá reconfiguración del sistema actual del gasoductos de TRANSORIENTE. Por otra parte, la aprobación del nuevo cargo no considera ni tiene por objeto la modificación de relaciones contractuales preexistentes, se entiende que éstas se rigen por las cláusulas establecidas por las partes.

4.1.3 Intervención de terceros interesados

En el trámite de la actuación TRANSORIENTE cuestionó la participación de GASORIENTE en la misma y la forma en que la Comisión la vinculó, afirmando que tiene como objeto la dilación de la decisión.

Sobre el particular bastará recordar a TRANSORIENTE lo establecido en el artículo 14 del Código Contencioso Administrativo:

“Cuando de la misma petición o de los registros que lleve la autoridad, resulte que hay terceros determinados que pueden estar directamente interesados en las resultas de la decisión, se les citará para que puedan hacerse parte y hacer valer sus derechos. La citación se hará por correo si no hay otro medio más eficaz. ...”
(Hemos subrayado)

Claramente la norma garantiza el derecho del tercero interesado, en este caso GASORIENTE, a participar en la actuación que lo pueda afectar, y la obligación para la administración de informarlo sobre la misma. Sorprende entonces que TRANSORIENTE pretenda hacer ver el cumplimiento de una obligación legal por parte de la Comisión como un hecho extraño y falto de fundamento.

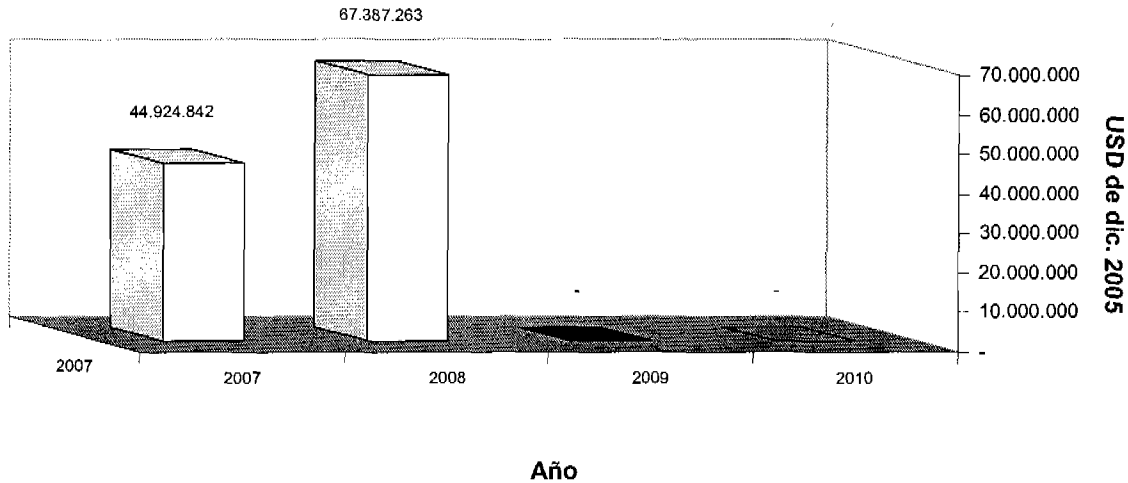
En concordancia con lo anterior, a continuación se analiza la solicitud correspondiente al gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga según la información presentada por TRANSORIENTE.

4.2 Inversión Base (Gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga)

La Metodología establece que los diferentes cálculos deben estar referidos a la Fecha Base, la cual corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud. De acuerdo con la solicitud de TRANSORIENTE, la Fecha Base corresponde a diciembre 31 de 2005. En el gráfico 1 se indican las cifras actualizadas de la inversión solicitada por TRANSORIENTE para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga³. El valor solicitado equivale a US\$ 59 de dic.05/m-pulg. TRANSORIENTE indica que los costos de construcción de este gasoducto son elevados dado que su recorrido es por terreno altamente montañoso.

³ La cifras se actualizan con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).

Gráfico 1. Inversión solicitada para gasoducto Gibraltar - Bucaramanga



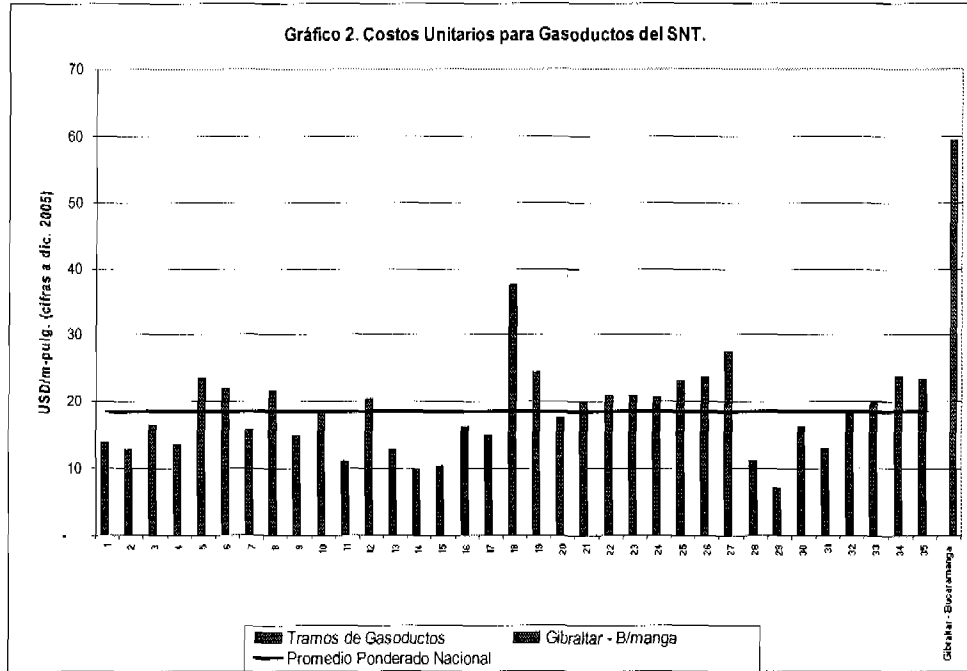
La Metodología define la Inversión Base en los siguientes términos:

***“Inversión Base:** Es aquella que reconoce la CREG y que corresponde a un dimensionamiento consistente con el Factor de Utilización Normativo del gasoducto, con la Demanda Esperada de Capacidad y de Volumen y con costos eficientes comparables con otros gasoductos similares u otros criterios de evaluación de que disponga la CREG. La Inversión Base deberá considerar las normas de seguridad establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, el Reglamento Único de Transporte y las normas aplicables emitidas por autoridades competentes.”*

De acuerdo con la anterior disposición, es necesario evaluar los costos eficientes de la inversión solicitada. En dicha evaluación se pueden considerar costos eficientes comparables con otros gasoductos similares u otros criterios de evaluación de que disponga la CREG. A continuación se analizan algunos costos de referencia para construcción de gasoductos.

4.2.1 Costos de Referencia I

El gráfico 2 ilustra los costos unitarios (US \$/m-pulg.) de inversión reconocidos para los diferentes tramos de gasoducto del Sistema Nacional de Transporte –SNT-. También se indica el costo unitario resultante del costo reportado por TRANSORIENTE para el gasoducto Gibraltar-Toledo- Bucaramanga.



Fuente: Adaptado de Resoluciones CREG

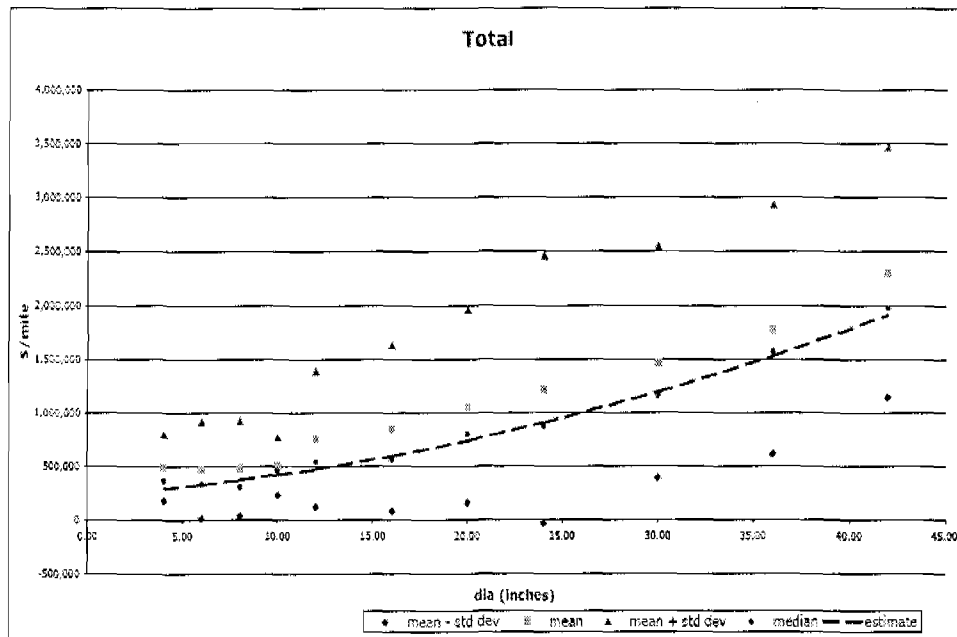
El gráfico 2 indica que el costo unitario promedio reconocido en los cargos regulados para el SNT es de 19 US \$/m-pulg. También se observa que el costo unitario solicitado para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga es aproximadamente tres veces el promedio reconocido para el SNT.

4.2.2 Costos de Referencia II

Parker (2004) realizó un estudio tendiente a establecer una ecuación que permitiera estimar el costo de un gasoducto dada su longitud y diámetro⁴. El análisis considera 893 ductos (i.e. gasoductos, poliductos, oleoductos) interestatales construidos en Estados Unidos durante el período 1991 – 2003, equivalentes a 20,000 millas. El gráfico 3 muestra la curva de costos por milla para diferentes diámetros, estimados a partir de la ecuación propuesta por Parker (2004). Parker (2004) anota que, de en la muestra analizada, estadísticamente las variaciones en terreno no afectan el costo total. Nótese que la magnitud de la desviación estándar es similar a la media y la mediana está cercana a la media. El analista indica que el coeficiente de variación en este caso es menor que aquel que se obtiene al analizar los costos separadamente (i.e. derecho de vía, materiales, mano de obra, otros).

⁴ Parker, Nathan C. (2004). "Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs." Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-04-35.

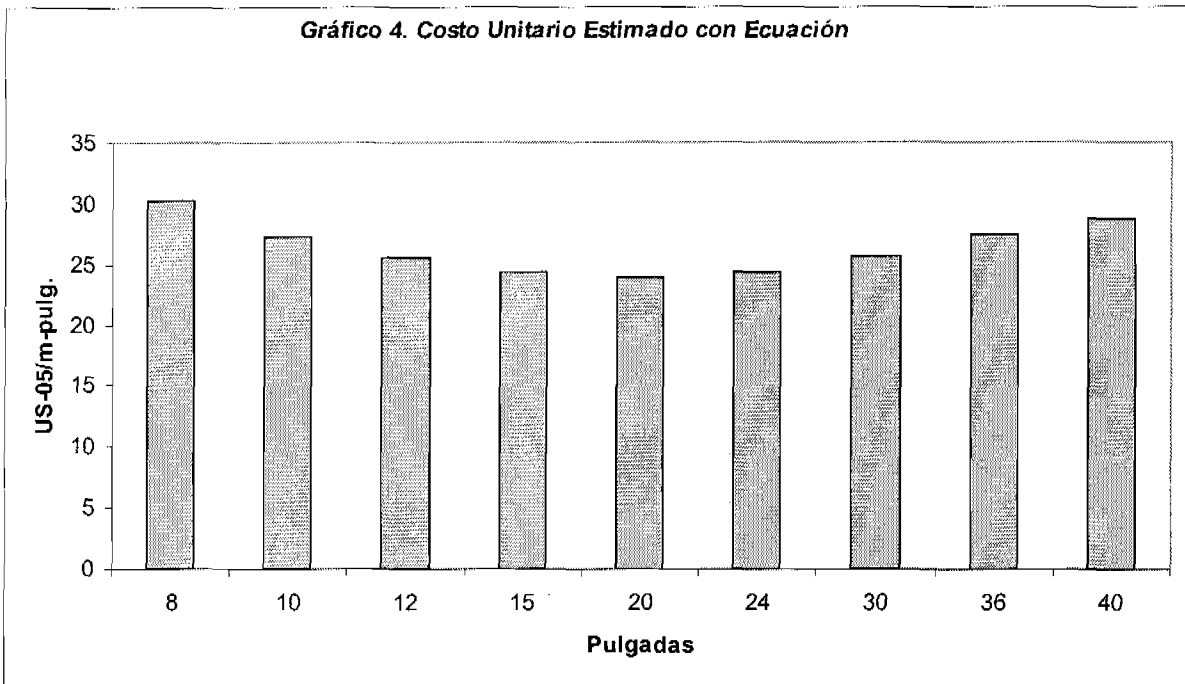
Gráfico 3. Costos estimados a partir de ecuación empírica para gasoductos en USA



Fuente: Parker (2004), "Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs."

En el gráfico 4 se muestran valores unitarios para diferentes diámetros, estimados a partir de la ecuación propuesta por Parker (2004). Se puede notar que el costo unitario en este caso no supera los 30 US \$/m-pulg. Parker (2004) indica que en general los gasoductos más costosos en *Estados Unidos* corresponde a aquellos ubicados en zonas urbanas. Del gráfico 4 se puede notar la presencia de economías de escala por diámetro, lo cual coincide con información adicional disponible en la Comisión⁵.

⁵ "Pipe Line Rules of Thumb", Handbook, A manual of quick, accurate solutions to everyday pipe line engineering problems, pp. 273. W.W. McAllister, Editor. Houston, Texas, 1998.



Fuente: Adaptado de Parker (2004).

Las anteriores cifras de referencia (i.e. Referencia I y II) indican valores unitarios medios muy inferiores al valor solicitado por TRANSORIENTE. Sin embargo, dicha cifras corresponden a valores medios que pueden no incorporar las particularidades del terreno montañoso que tendría el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga. A continuación se analizan cifras de referencia para gasoductos construidos en terrenos altamente montañosos.

4.2.3 Costos de Referencia III

Los gasoductos Norandino, GasAtacama, Gas Andes y Gas Pacífico (en adelante “gasoductos andinos”) cruzan la cordillera de los Andes en la frontera entre Chile y Argentina. Es un terreno altamente montañoso y con dificultades geológicas dada su alta actividad sísmica. Los dos primeros gasoductos se encuentran en la parte norte de Chile y Argentina y sirven para transportar gas desde la provincia de Salta en Argentina hasta el área de Antofagasta en Chile. Gran parte de su recorrido es por zona de alta montaña, llegando hasta los 5,000 metros sobre el nivel del mar (ver figuras 3 y 4).⁶ Por su parte, los gasoductos Gas Andes y Gas Pacífico cruzan la cordillera de los Andes para transportar gas desde Argentina hasta la parte central de Chile (ver figuras 3 y 4).

⁶ GasAtacama es considerado como el gasoducto construido a mayor altura sobre el nivel del mar en el mundo.

Figura 3. Cordillera de los Andes entre Argentina y Chile

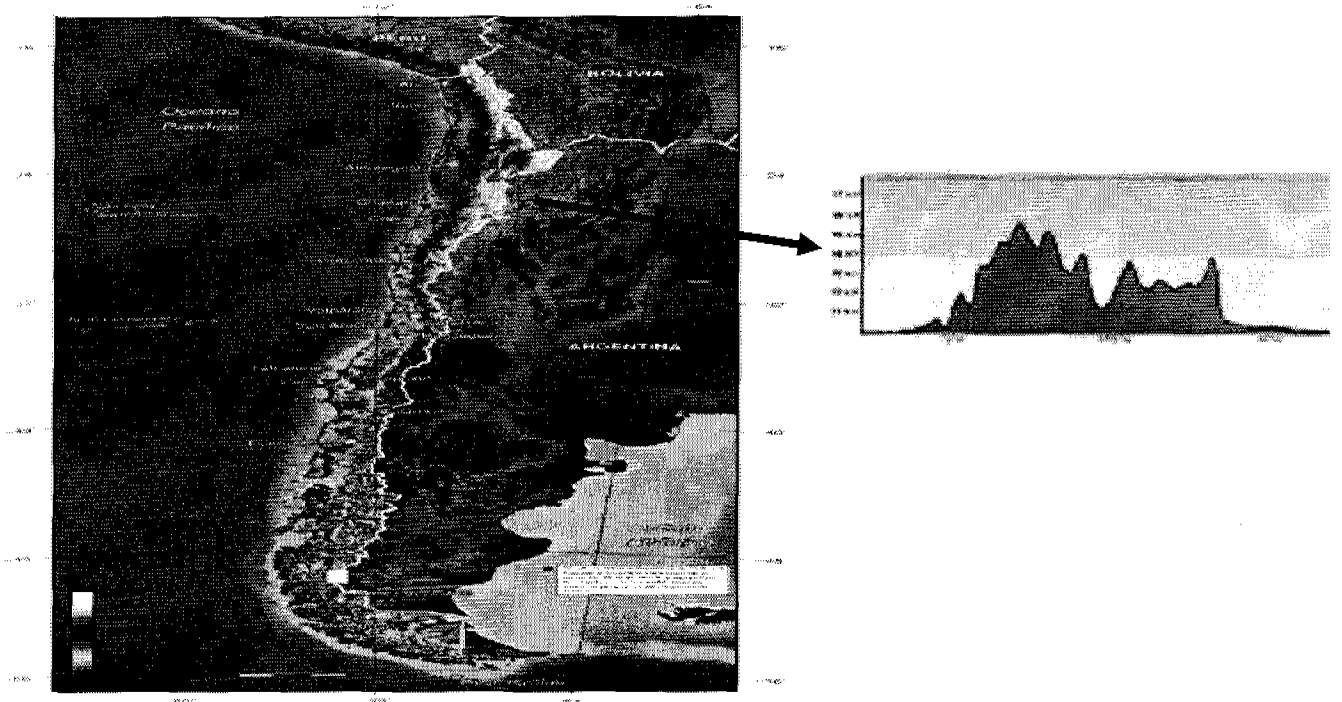
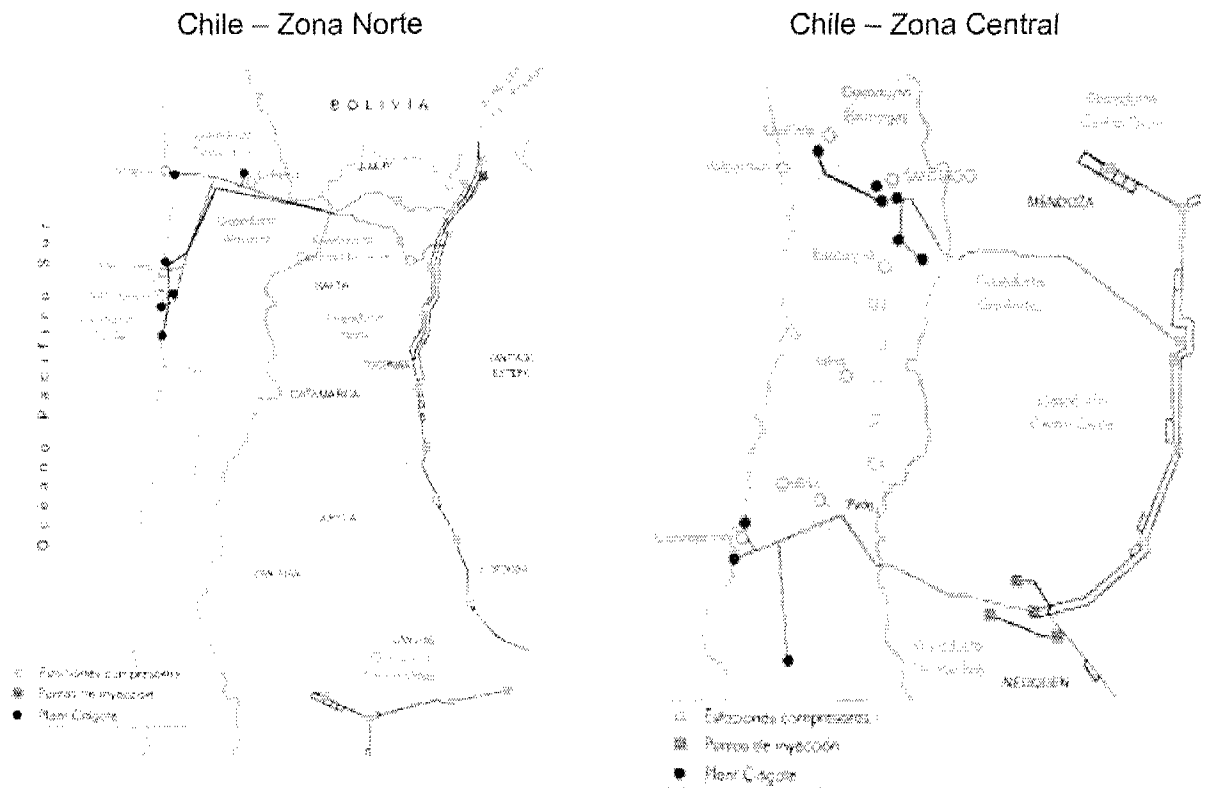


Figura 4. Recorrido de gasoductos entre Argentina y Chile



En la tabla 5 se indican algunas características de los gasoductos andinos así como el costo unitario en US \$/m-pulg. Se debe tener en cuenta que el costo indicado no incluye estaciones de compresión. Podemos observar que el costo unitario de estos gasoductos, en su momento, estuvo entre 20 y 30 US \$/m-pulg. Dado que estos gasoductos fueron construidos al final de la década pasada, y considerando que el precio del acero ha incrementado de manera importante en lo corrido de la presente década, es pertinente realizar un ajuste a las cifras por precio de acero.

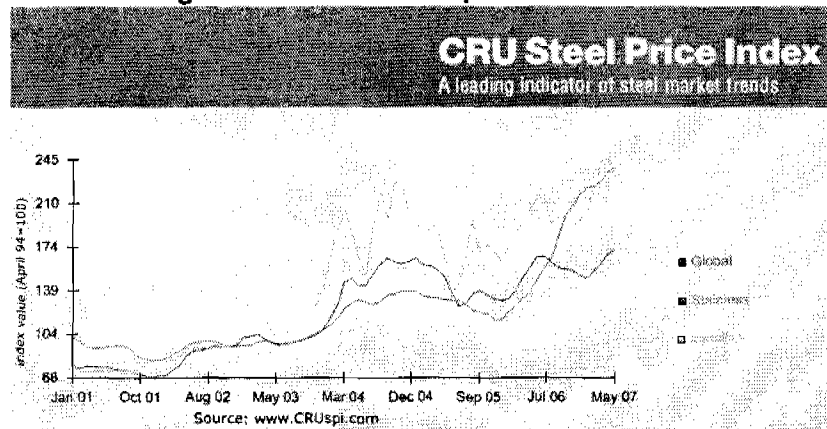
Tabla 5. Costo unitario de gasoductos andinos

Gasoducto	Descripción	Costo Unitario [usd-05/m-pulg.]
Norandino	Máxima altitud 4000 msnm. Longitud: 1180 km, diámetros: 20",16",12", costo: 400 US mill. en 1999	20
GasAtacama	Máxima altitud 5093 msnm. Longitud: 940 km, diámetro: 20", costo: 380 US mill. en 1999	21
Gas Andes	Máxima altitud 3400 msnm, Longitud: 463 km, diámetro: 24", costo: 325 US mill. en 1997	31
Gas Pacífico	Longitud: 638 km, diámetro: 24", costo: 350 US mill. en 1999	28

Fuentes: - Pontificia Universidad Católica de Chile www.ing.puc.cl/~power
 - "South American Gas. Daring to Tap the Bounty", International Energy Agency, 2003

De acuerdo con la figura 5, el precio del acero estándar ha tenido un incremento medio del 50% en lo corrido de la presente década.

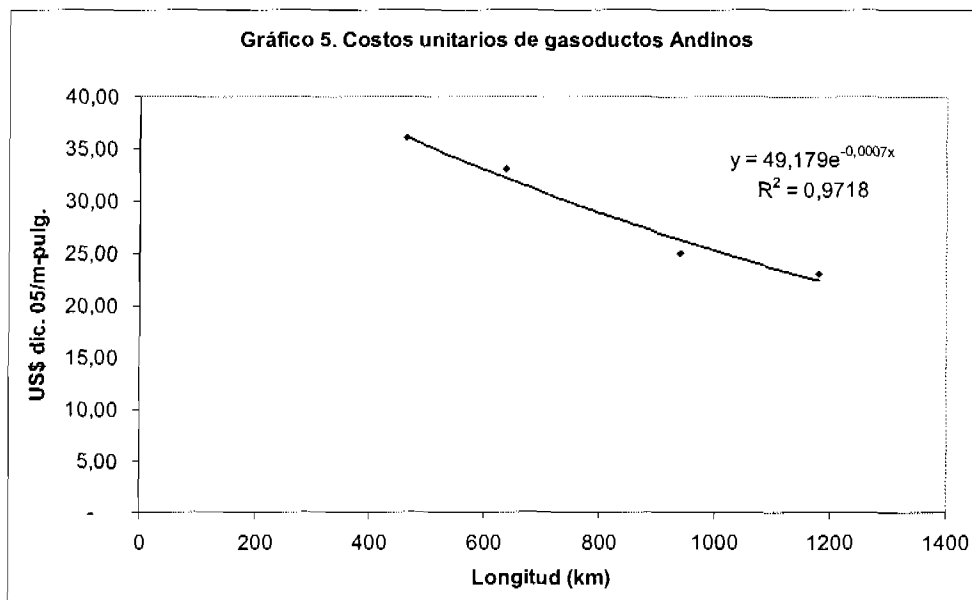
Figura 5. Variación en precios del acero



De otra parte, el costo de los materiales, en el cual su principal componente es el acero, en general tiene una participación del 35% del costo total de construcción de un gasoducto⁷. Así, asumiendo un incremento del 50% del costo en materiales se tiene que el costo total de construcción se incrementa en 18%. Introduciendo este ajuste en los costos de los gasoductos andinos se obtienen los valores indicados en la tabla 6. Se tiene que el costo de construcción de estos gasoductos hoy oscilaría entre 23 y 36 US \$/m-pulgada. El gráfico 5 indica la presencia de economías de escala por longitud en la construcción de los gasoductos. Lo anterior despreciando el efecto que pueda tener el diámetro frente a la escala por longitud, ya que la curva incluye dos gasoductos de 24 pulgadas y dos de 20 pulgadas.

Tabla 6. Costo unitario de gasoductos andinos, Ajustado por precio del acero

Gasoducto	Costo Unitario [US \$ dic. 05 / m-pulg.]
Norandino	23
GasAtacama	25
Gas Andes	36
Gas Pacífico	33



⁷ Ver Parker, Nathan C. (2004). "Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs." y Oil and Gas Journal, Volume 104, issue 34 Sep. 11, 2006.

De acuerdo con lo anterior, se considera que un valor eficiente de inversión para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga corresponde a aquel que se obtenga de la comparación con los gasoductos andinos (i.e. proyectando la regresión del gráfico 5 para 190 km), lo cual incorpora tanto las economías de escala por longitud como el efecto de construcción en zona montañosa. Así se obtiene el valor de 43 US\$ dic. 05/m-pulg. De otra parte, como se indicó en el numeral 4.2.2, también hay economías de escala por diámetro. En tal sentido, se propone realizar el ajuste por economías de escala en diámetro con base en la información del gráfico 4. Introduciendo este ajuste se obtiene el valor unitario de 49 US\$ dic. 05/m-pulg.

Con base en lo anterior se propone adoptar como costo eficiente para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga US \$ 49 de dic. 05/m-pulg. Así, la Inversión Base para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga es de US \$ 93,100,000 de dic. 31 de 2005. La distribución de la inversión en cada uno de los años de ejecución del proyecto se distribuye en la misma proporción de aquella presentada por TRANSORIENTE.

4.3 Demanda

La Metodología establece que el Transportador reporta algunos escenarios de demanda y que la Comisión elabora un escenario a partir de las proyecciones de la UPME para el sector no térmico y del Centro Nacional de Despacho para el sector térmico. El escenario de la Comisión debe tener una probabilidad de ocurrencia del 20% y se considera junto con los escenarios propuestos por el Transportador. TRANSORIENTE propuso una proyección de demanda, tanto en volumen como en capacidad (ver tabla 4), igual a la producción certificada por el productor para el campo de Gibraltar⁸. Así, no hay lugar a establecer escenarios distintos ya que la máxima expectativa de demanda está limitada por la fuente (campo Gibraltar).

De otra parte, la Metodología establece que la utilización del gasoducto se evalúa a partir del Factor de Utilización. Si el Factor de Utilización es menor a 0.4 se ajusta la demanda hasta obtener el Factor de 0.4. Para el cálculo de este Factor se utiliza la Capacidad Máxima de gasoducto. En tal sentido, la Comisión realizó un chequeo de la Capacidad Máxima reportada por TRANSORIENTE, encontrando que la capacidad reportada por la empresa (41 MPCD) está dentro del orden de magnitud esperada para las características del gasoducto propuesto⁹. Con base en lo anterior, se obtiene un Factor de Utilización del 74% de tal forma que se utiliza la proyección de demanda reportada por el Transportador (ver tabla 4) para efectos del cálculo tarifario.

4.4 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM

La Metodología establece que se reconocen los gastos de AOM eficientes que se obtengan de aplicar la metodología de Análisis Envolvente de Datos –DEA-. Así mismo, la Metodología establece que no se incluye en el DEA: i) los gastos de AOM por concepto del Boletín Electrónico de Operaciones; ii) gastos por concepto de inspección con

⁸ Ver comunicación E-2007-002621

⁹ Ver comunicaciones E-2007-003475, E-2007-003476, E-2007-003636.

raspador inteligente y; iii) gastos por concepto de impuestos, diferentes al impuesto de renta, vigentes al momento de expedición de la Metodología.

Para evaluar los gastos de AOM eficientes en los Sistemas de Transporte del país, la Comisión ha utilizado la muestra, las variables y el modelo (aproximación por la entrada), sometido a consideración de la CREG mediante los documentos CREG 134 de 2000 y CREG 032 de 2001. Corresponde a una muestra y variables depuradas de las empresas nacionales y empresas internacionales. En concordancia, se propone utilizar dicha muestra y modelo para evaluar los gastos de AOM eficientes del gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga. En la tabla 7 se indica la muestra en consideración con las respectivas variables de entrada (AOM en US \$ de dic de 2000) y de salida (Longitud en km y capacidad en MPCD). En la tabla 8 se muestran los resultados de la corrida del DEA. Se observa que el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga tiene una eficiencia relativa del 14%; es decir, está alejado de la frontera de eficiencia en un 86%. Con base en este resultado los gastos de AOM eficientes para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga son el 14% del valor solicitado por TRANSORIENTE.

Los gastos de AOM reportados por TRANSORIENTE (ver tabla 3), por concepto de raspador inteligente, están dentro de los valores eficientes reconocidos por la Comisión a otros Transportadores en el país. Nótese que este valor es adicional al dato obtenido del DEA.

Tabla 7. Muestra para evaluar los gastos de AOM

EMPRESA	AOM {1}	LONGITUD {0}	CAPACIDAD {0}
Algonquin Gas Transmission Co.	45.609,00	1.711,98	1.640,80
Crossroads Pipeline Co.	2.257,00	226,87	225,00
Eastern Shore Natural Gas Co	2.755,00	436,04	62,30
Ecogas	46.500,00	3.133,00	390,00
Great Lakes Gas Transmission Limited Ptrshp	87.675,00	3.380,51	2.919,00
IPOC as Agent/Iroquois Gas Trans. Sys. L.P.	21.702,00	609,81	906,00
K N Wattenberg Transmission	4.680,00	111,02	176,00
Kern River Gas Transmission Co.	29.980,00	1.489,93	750,00
Mid-Louisiana Gas Co.	4.088,00	662,91	198,00
Midwestern Gas Transmission Co	9.830,00	563,15	797,00
MIGC, Inc.	11.426,00	395,81	110,00
Mobile Bay Pipeline Co.	1.200,00	46,66	287,00
Mojave Pipeline Co	7.763,00	582,46	407,00
Northern Border Pipeline Co.	29.348,00	1.325,00	1.675,00
Paiute Pipeline Co.	9.935,00	1.340,30	229,80
PG&E Gas Transmission, Northwest Corp.	77.201,00	2.150,00	2.587,00
Promigas	13.198,50	1.666,00	455,00
South Georgia Natural Gas Co	3.480,00	1.464,19	129,00
Trailblazer Pipeline Co	3.283,00	701,52	522,00
TRANSCOGAS	788,00	43,05	133,50
TransColorado Gas Transmission Company	1.100,00	45,05	160,00
Transmetano	1.606,70	147,00	76,00
Transoriente	512,00	97,00	24,60
Transwestern Pipeline Company	63.136,00	4.041,81	1.700,00
Tuscarora Gas Transmission Company	1.591,00	368,46	113,00
Viking Gas Transmission Co	16.781,00	994,36	513,00
Wyoming Interstate Co	4.538,00	432,82	811,00
Gibraltar-Bucaramanga	6.402,60	190,00	40,72

Tabla 8. Resultados del DEA

DMU	Score	AOM (I)(W)	LONGITUD (O)(W)	CAPACIDAD (O)(W)	Benchmarks
1 Algonquin Gas Transmission Co.	73%	-	0,0002	0,0004	14 (0,83) 18 (0,02) 24 (0,14)
2 Crossroads Pipeline Co.	60%	0,0004	0,0017	0,0027	12 (0,72) 18 (0,12) 23 (0,16)
3 Eastern Shore Natural Gas Co	47%	0,0004	0,0019	0,0029	12 (0,04) 18 (0,25) 23 (0,71)
4 Ecogas	91%	-	0,0003	-	18 (0,35) 24 (0,65)
5 Great Lakes Gas Transmission Limited Ptrshp	100%	-	0,0001	0,0002	
6 IPOC as Agent/Iroquois Gas Trans. Sys. L.P.	37%	-	0,0005	0,0008	14 (0,15) 18 (0,05) 27 (0,81)
7 K N Wattenberg Transmission	21%	0,0002	0,0026	0,0040	12 (0,56) 18 (0,03) 23 (0,40)
8 Kern River Gas Transmission Co.	50%	-	0,0004	0,0006	14 (0,37) 18 (0,60) 24 (0,03)
9 Mid-Lousiana Gas Co.	52%	0,0002	0,0010	0,0016	12 (0,49) 18 (0,43) 23 (0,08)
10 Midwestern Gas Transmission Co	58%	0,0001	0,0005	0,0009	14 (0,05) 18 (0,08) 27 (0,87)
11 MIGC, Inc.	12%	0,0001	0,0018	0,0027	12 (0,24) 18 (0,23) 23 (0,54)
12 Mobile Bay Pipeline Co.	100%	0,0008	-	0,0035	
13 Mojave Pipeline Co	34%	0,0001	0,0008	0,0013	12 (0,31) 18 (0,11) 19 (0,58)
14 Northern Border Pipeline Co.	100%	-	-	0,0006	
15 Paute Pipeline Co.	40%	0,0001	0,0006	0,0010	14 (0,01) 18 (0,87) 27 (0,12)
16 PG&E Gas Transmission, Northwest Corp.	93%	-	-	0,0004	5 (0,73) 14 (0,27)
17 Promigas	89%	0,0001	0,0004	0,0006	14 (0,12) 18 (0,79) 24 (0,09)
18 South Georgia Natural Gas Co	100%	0,0003	0,0007	-	
19 Trailblazer Pipeline Co	100%	0,0003	0,0005	0,0012	
20 TRANSCOGAS	100%	0,0013	-	0,0075	
21 TransColorado Gas Transmission Company	78%	0,0009	0,0007	0,0061	12 (0,19) 20 (0,79) 23 (0,02)
22 Transmetano	47%	0,0006	0,0038	0,0058	12 (0,16) 18 (0,04) 23 (0,78)
23 Transoriente	100%	0,0020	0,0103	-	
24 Transwestern Pipeline Company	100%	-	0,0002	-	
25 Tuscarora Gas Transmission Company	82%	0,0006	0,0018	0,0028	12 (0,25) 18 (0,21) 23 (0,54)
26 Viking Gas Transmission Co	31%	0,0001	0,0005	0,0009	14 (0,05) 18 (0,50) 27 (0,45)
27 Wyoming Interstate Co	100%	0,0002	-	0,0012	
28 Gibraltar-Bucaramanga	14%	0,0002	0,0040	0,0061	12 (0,03) 18 (0,07) 23 (0,90)

5. CÁLCULO TARIFARIO

De acuerdo con lo analizado y propuesto en la sección anterior, y aplicando el método de cálculo previsto en la Metodología, se obtienen los siguientes cargos regulados para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga¹⁰:

Cargos que remuneran la inversión:

Porcentaje de la Inversión Base Remunerada con cargo fijo:	0	20	40	50	60	80	100
Gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga							
Cargo Fijo (US\$/kpcd-año)	-	91,391	182,782	228,477	274,172	365,563	456,954
Cargo Variable (US\$/kpc)	1,638	1,311	0,983	0,819	0,655	0,328	-

NOTA: Estos cargos están expresados en dólares del 31 de diciembre de 2005. Las comas indican decimales.

¹⁰ Para la actualización de cifras se utilizan los índices IPC y PPI definidos en la Metodología. Así mismo, para conversiones a dólares o pesos se utiliza la TRM del 31 de diciembre del año en cuestión.

Cargos que remuneran los gastos de AOM:

Gasoducto	Cargo Fijo (\$/kpcd-año)
Gibraltar-Toledo-Bucaramanga	80.262

NOTA: Cifra en pesos del 31 de diciembre de 2005
Las comas indican decimales.

A partir de las anteriores cifras se tiene que el cargo equivalente 50% fijo y 50% variable es US\$ 1,541/KPC de dic/05.

6. PROPUESTA A LA CREG

Con base en el anterior análisis se propone a la CREG adoptar los cargos indicados en el numeral 5 de este documento para el gasoducto Gibraltar-Toledo-Bucaramanga según la información reportada por TRANSORIENTE.