

**APLICACIÓN DEL NUEVO REGIMEN TARIFARIO PROPUESTO EN LA  
RESOLUCIÓN 001 DE 2000 Y SU INCIDENCIA EN LA FACTURACIÓN  
DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS EN LA EMPRESA  
COLOMBIANA DE GAS – ECOGAS**

**CARLOS ALFONSO APARICIO LEÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA  
2004**

**APLICACIÓN DEL NUEVO REGIMEN TARIFARIO PROPUESTO EN  
LA RESOLUCIÓN 001 DE 2000 Y SU INCIDENCIA EN LA FACTURACIÓN  
DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS EN LA EMPRESA  
COLOMBIANA DE GAS – ECOGAS**

**CARLOS ALFONSO APARICIO LEÓN**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de  
Especialista en Ingeniería de Gas**

**Director:**

**RAMIRO ALBERTO CASTELLANOS PEÑARANDA  
Ingeniero Industrial**

**Codirector:**

**OSCAR VANEGAS ANGARITA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA  
2004**

## DEDICATORIA

A Dios, a mi familia, a mi esposa **MARITZA**, a mis hijas **TATIANA Y KAREN**, las cuales me sirvieron de gran motivación y soporte durante todo este tiempo de realización de este trabajo.

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa mis más sinceros agradecimientos a las personas que participaron en la elaboración de este trabajo, en especial a mi Director Ramiro y a mi Codirector Oscar, y aquellas demás en las que conté con el apoyo para la realización del mismo.

## RESUMEN

**TITULO: APLICACIÓN DEL NUEVO RÉGIMEN TARIFARIO PROPUESTO EN LA RESOLUCIÓN 001 DE 2000 Y SU INCIDENCIA EN LA FACTURACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN LA EMPRESA COLOMBIANA DE GAS – ECOGÁS\***

Autor: CARLOS ALFONSO APARICIO LEÓN\*\*

Palabras Claves:

- CREG: Comisión Reguladora de Energía y Gas
- Altra-GMS: Software de Facturación compuesto por una serie de módulos con una función determinada que alimentan el sistema con información proveniente de los Contratos de Transporte.
- Resolución CREG 013 de 2003
- Resolución CREG 125 de 2003

Contenido:

El presente documento describe analítica e ilustrativamente la Resolución CREG 001 de 2000 y se centra en la incidencia que tiene la misma con el Nuevo Esquema Tarifario descrito inicialmente en la Resolución 013 de 2003 y posteriormente consolidado en la Resolución 125 de 2003 en la facturación del servicio de transporte de gas natural en la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás.

Básicamente este documento describe además a profundidad la influencia de la Resolución 001 de 2000 basado en criterios reales observados durante el proceso de recolección de información por parte de la CREG y de experiencias en la Influencia del mismo con la aplicación y adaptación de los nuevos cargos en el sistema de facturación Altra-GMS en la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás.

Igualmente se enfatiza además en aquellos parámetros que se ajustan con la realidad operativa de la empresa, esto redundando en que para la empresa en todos los escenarios de demanda a futuro presente escenarios positivos de flujos de caja que facilitan la toma de decisiones y la hagan prevalecer como uno de los activos estratégicos de la Nación.

\* MODALIDAD MONOGRAFIA

\*\*Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Ingeniería de Gas,

Director: RAMIRO ALBERTO CASTELLANOS P.

Codirector: OSCAR VANEGAS ANGARITA

## SUMMARY

**TITLE: APPLICATION OF THE NEW TARIFF REGIME PROPOSED IN THE RESOLUTION 001 GIVES 2000 AND HIS EFFECT IN THE INVOICING OF THE SERVICE OF TRANSPORT OF NATURAL GAS IN THE COLOMBIAN COMPANY OF GAS - ECOGÁS\***

Author: CARLOS ALFONSO APARICIO LEON \*\*

Key words:

- CREG: Regulatory Commission of Energy and Gas
- Altra-GMS: Software of Invoicing composed by a series of modules with a certain function that they feed the system with information of the Contracts of Transport.
- Resolution CREG 013 of 2003
- Resolution CREG 125 of 2003

Content:

The present document describes analytical and illustratively the Resolution CREG 001 of 2000 and centres on the effect that Ecogás has the same with the New Tariff Scheme described initially in the Resolution 013 of 2003 and later consolidated in the Resolution 125 of 2003 in the invoicing of the service of transport of natural gas in the Colombian Company of Gas- Ecogas.

Basically this document describes in addition to depth the influence of the Resolution 001 of 2000 based on real criteria observed during the process of compilation of information on the part of the CREG and experiences in the Influence of the same one with the application and adjustment of the new charges in the system of invoicing Altra-GMS in the Colombian Company of Gas - Ecogás.

Equally it is emphasized in addition in those parameters that adjust with the operative reality of the company, this redounds to that for the company in all the stages of demand to present future positive scenes of cash flows that facilitate the capture of decisions and they make it prevail as one of the strategic assets of the Nation.

\* MODALITY MONOGRAPHY

\*\*School of Engineering of Petroleum, Specialization in Engineering of gas,

Managing: RAMIRO ALBERTO CASTELLANOS P.

Codirector: OSCAR VANEGAS ANGARITA

## CONTENIDO

INTRODUCCION .....	1
1. ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA .....	3
CUADRO 1. RED DE GASODUCTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE .....	4
FIGURA 1. ESQUEMA TARIFARIO – 16 TRONCALES.....	6
2. MARCO CONCEPTUAL.....	7
2.1 RESOLUCION CREG-001 DEL 2000 .....	8
2.1.1 DESCRIPCIÓN .....	8
2.1.2 TERMINOLOGÍA .....	8
2.2 CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y GASTOS. 13	
LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y GASTOS PARA CADA GASODUCTO O GRUPO DE GASODUCTOS, SE CALCULAN A PARTIR DE LA INVERSIÓN BASE TENIENDO EN CUENTA EL COSTO DEL CAPITAL INVERTIDO Y LOS GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AO&M).....	13
2.2.1 INVERSIÓN BASE.....	13
2.3 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA GENERAL PARA LA ESTIMACIÓN DE CARGOS REGULADOS PARA EL SERVICIO DE TRANSPORTE .....	16
2.4 ANALISIS COMPARATIVO DE LA RESOLUCIÓN 001 DEL 2000 VS. RESOLUCION 057 DE 1996 .....	21
FIGURA 2. ESQUEMA TARIFARIO RESOLUCIÓN 057 DE 1996 .....	25
FIGURA 3. ESQUEMA TARIFARIO RESOLUCIÓN 125 DE 2003 .....	26
2.5 EFECTOS SOBRE ECOGÁS DE LA RESOLUCIÓN CREG-001 DE 2000 .....	27
3. EL MARCO TARIFARIO Y SU INCIDENCIA EN ECOGÁS .....	31
3.1 RESOLUCIÓN CREG-013 DE 2003 .....	31

3.1.1	ANÁLISIS DE LAS CONTRADICCIONES ENTRE LA RESOLUCIÓN CREG 013 DE 2003 Y LA LEY 142 DE 1994.....	31
3.1.2	PÉRDIDAS PATRIMONIALES DE ECOGÁS VS. LA REGULACIÓN CREG 013 DE 2003	40
3.1.3	ANÁLISIS DE LOS PLANTEAMIENTOS DE LA BP EXPLORATION COMO TERCERO INTERESADO. LA BP SOLICITÓ A LA COMISIÓN .....	41
3.1.4	ANÁLISIS DE LOS RECURSOS DE REPOSICIÓN INTERPUESTOS CONTRA LA RESOLUCIÓN CREG-013 DE 2003 .....	42
3.2	RESOLUCIÓN CREG-125 DE DICIEMBRE DE 2003 .....	53
	CUADRO 2. ESQUEMA TARIFARIO .....	55
	FIGURA 4. ESQUEMA TARIFARIO .....	56
4.	APLICACIÓN Y ADECUACION DEL NUEVO.....	57
	FIGURA 5. MÓDULO GAS ACCOUNTING .....	58
	FIGURA 6. MÓDULO CUSTODY CONTRACT .....	59
	FIGURA 7. MÓDULO ON SYSTEMS.....	60
	FIGURA 8. ADAPTACIÓN DE FACTURACIÓN.....	61
5.	COMPARATIVO DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL PARA VARIOS TRANSPORTADORES .....	62
	FIGURA 9. RESUMEN TARIFA EQUIVALENTE DE TRANSPORTE .....	63
	FIGURA 10. ÍNDICE DE TARIFA DE TRANSPORTE.....	64
6.	CONCLUSIONES .....	65

## INTRODUCCION

Uno de los aspectos que más incidencia tiene sobre el futuro del sector gasífero en el país es el relacionado con la manera de remunerar a las empresas transportadoras por el servicio que presta y por el monto de las inversiones que se hacen necesarias realizar con el fin de diseñar, construir, operar y mantener una red de gasoductos encargada de satisfacer la demanda de la comunidad en general.

En Colombia, existen dos grandes sistemas de transporte de gas natural consolidadas: el Sistema de Transporte de la Costa Atlántica, cuyo propietario es la empresa Promigás, de carácter privado, la cual se encarga de llevar el gas desde el pozo de Ballena en la Guajira a las diferentes ciudades de la costa atlántica, satisfaciendo la demanda de los sectores residencial, comercial, industrial, vehicular y generadoras térmicas basadas en este combustible; el sistema de Transporte del Interior del país, cuyo propietario es la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, de carácter oficial, la cual fue creada con la Ley 401 de 1997, escindiendo los activos que poseía Ecopetrol en ese momento.

El Sistema de Transporte de Ecogás abastece igualmente todos los sectores de la economía colombiana llevando el gas desde los principales pozos en explotación, a saber Ballena (en la Guajira) y Cusiana (en Casanare), hasta los centros de consumo como Bogotá, Medellín, Cali, y a grandes consumidores industriales y termoeléctricas.

Las normas regulatorias expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, buscan remunerar de manera satisfactoria las inversiones llevadas a cabo por las empresas transportadoras, de modo que

garanticen por un lado la rentabilidad y sostenibilidad de dichas empresas; y por el otro, que beneficien a los usuarios mediante tarifas equitativas.

Específicamente, este trabajo hace alusión a la incidencia del marco tarifario en la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás.

## **1. ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE GAS, ECOGÁS**

Hoy día el Sistema de Transporte de Ecogás es el de mayor cubrimiento de todo el país. El Cuadro No.1 de la página siguiente muestra los principales gasoductos de su propiedad. Como se puede observar, el 66% del total de gasoductos son troncales y solo el 34% son regionales o ramales. Los gasoductos troncales son aquellos que tienen mejores especificaciones y están diseñados para el transporte de mayores cantidades de gas comparados con los ramales. Además, los troncales se encargan de llevar el gas desde los pozos productores, y por largas distancias hasta las puertas de ciudad y/o conexiones con grandes usuarios industriales, en tanto que los ramales son los que propiamente terminan llevando el gas hasta el usuario final.

Del conjunto de gasoductos del Sistema de Transporte de Ecogás hay que distinguir entre gasoductos BOMT's y gasoductos propios. Los gasoductos BOMT, son aquellos que aún no son propiedad de Ecogás, pero pertenecen a su sistema de Transporte. Ecogás los está pagando. Mientras tanto, los actuales dueños los operan y mantienen. Una vez se paguen, pasarán a manos de Ecogás previo el pago de una suma ínfima a manera de salvamento.

Es importante recordar que dado que Ecogás es una empresa joven, pues data de 1998, la mayoría de los gasoductos ya existían. Posterior a esta fecha se ha terminado la conversión del gasoducto EL Porvenir – La Belleza; y se ha adquirido el poliducto Cusiana – El Porvenir, el cual se adaptó a gasoducto posteriormente. Como construcciones adelantadas propiamente

por Ecogás se tiene el ramal a San Vicente de Chucurí y la variante Puente Guillermo – Sucre Oriental.

### Cuadro 1. Red de Gasoductos del Sistema de Transporte

#### Empresa Colombiana de Gas Ecogás

#### RED DE GASODUCTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

(Kilómetros)

<b>Gasoductos BOMT</b>	<b>Troncal</b>	<b>Ramales</b>	<b>Total</b>
Ballena - Barranca	578.8	157.3	736.1
Mariquita - Cali	343.0	417.3	760.3
Boyacá - Santander	130.5	158.5	289.0
<b>Total BOMT</b>	<b>1,052.3</b>	<b>733.2</b>	<b>1,785.4</b>

<b>Gasoductos Propios</b>	<b>Troncal</b>	<b>Ramales</b>	<b>Total</b>
Centro - Oriente	791.6	144.0	935.7
Cusiana - Apiay	150.4	67.8	218.2
Apiay - Usme	122.0	14.9	136.9
Apiay - Villavicencio - Ocoa	41.1	18.7	59.8
La Belleza - El Porvenir	188.0	-	188.0
Montañuelo - Gualanday	36.2	0.8	37.0
Morichal - Yopal	13.1	-	13.1
Gasoductos de la Costa	-	208.8	208.8
Magdalena Medio	-	28.4	28.4
Cusiana - El Porvenir	33.6	-	33.6
Ramal a San Vicente de Chucurí	-	21.7	21.7
<b>Total Gasoductos Propios</b>	<b>1,376.0</b>	<b>505.2</b>	<b>1,881.2</b>

<b>Total Red de Gasoductos</b>	<b>2,428.3</b>	<b>1,238.3</b>	<b>3,666.6</b>
--------------------------------	----------------	----------------	----------------

Ecogás está pagando el 70% del valor de la deuda constituida por Ecopetrol con las empresas que construyeron los gasoductos BOMT. El 30% restante lo asume Ecopetrol. Los años en que estos gasoductos pasarán a manos de Ecogás son:

- Gasoducto Boyacá – Santander en el año 2009
- Gasoducto Ballena – Barrancabermeja en el año 2011
- Gasoducto Mariquita – Cali en el año 2017

De la tabla anterior, se puede deducir que el gasoducto más grande de Ecogás es el denominado Centro Oriente. Este gasoducto tiene una longitud de 791.6 Km. en su línea principal y 144 Km. de ramales. Empieza en Barrancabermeja y va por el sur hasta Neiva y por el oriente hasta Bogotá.

No todos los gasoductos de Ecogás pertenecen a su Sistema de Transporte. Existen algunos gasoductos de propiedad de Ecogás que están ubicados en la Costa Atlántica, y por tanto pertenecen al Sistema de Transporte de Promigás. Análogamente, algunos gasoductos de Promigás están ubicados en el Sistema de Transporte de Ecogás. De acuerdo con la tabla anterior, los gasoductos de Ecogás ubicados en el sistema de Promigás tienen una longitud de 208.8 Km.

Adicionalmente, no todos los gasoductos del Sistema de Transporte de Ecogás están interconectados entre sí. Los gasoductos del Magdalena Medio son gasoductos aislados. Lo mismo sucede con el ramal a San Vicente de Chucurí y el ramal Morichal – Yopal.

En la Figura 1 se muestra de manera esquemática el sistema interconectado de transporte de Ecogás. La partición mostrada es útil cuando se trata el tema de tarifas de Ecogás, pues éstas no están acorde con los gasoductos en sí, sino por divisiones más pequeñas.

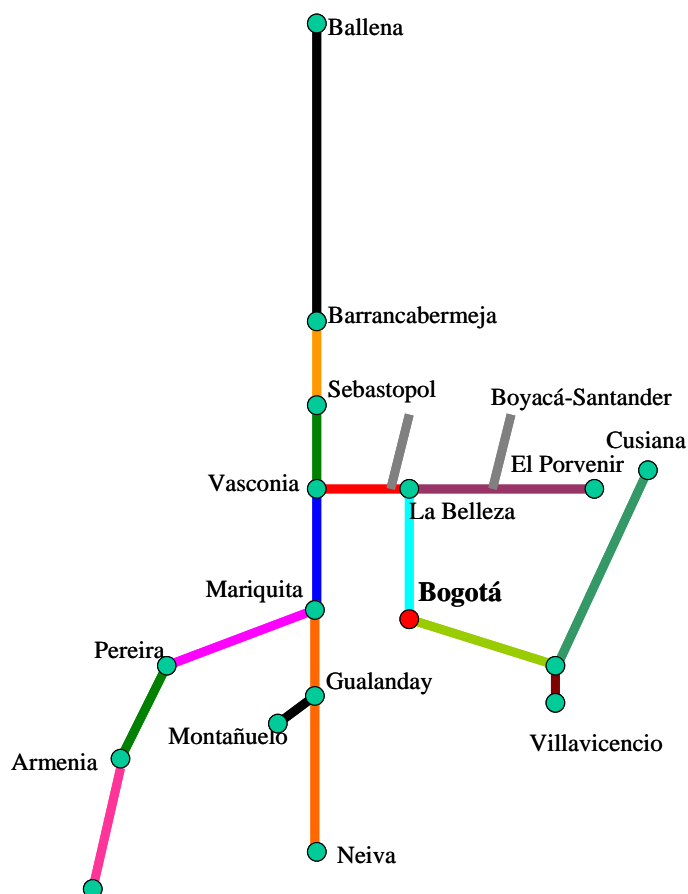
El esquema solamente muestra los gasoductos troncales. Cada uno de esos gasoductos troncales se compone, en mayor o menor medida, de una serie

de gasoductos más pequeños o ramales los cuales, en últimas, son los tubos que se encargan de llevar el gas a cada una de las poblaciones conectadas.

Es importante tener presente que los activos de Ecogás no son solamente los tubos. Existen otros activos como las compresoras, de alto valor económico, indispensables para darle una mayor confiabilidad y seguridad a la operación del sistema.

**Figura 1. Sistema de Transporte de Ecogás – 16 troncales**

**EMPRESA COLOMBIANA DE GAS**  
**ESQUEMA TARIFARIO - 16 TRONCALES**



## **2. MARCO CONCEPTUAL**

Las tarifas de transporte para el Sistema de Interior del país venían siendo regidas por la Resolución CREG-057 de 1996 hasta Mayo de 2004, el cual permitía la remuneración por el servicio transporte de gas natural mediante una metodología que establecía un nodo central a través del cual se calculaban los cargos a cobrar. Este nodo hacía referencia al punto denominado Vasconia, ubicado en el gasoducto Centro Oriente en el Departamento de Boyacá. La resolución en mención, establecía un cargo por capacidad, un cargo por uso, un cargo por estampilla y un cargo por otros usos, todo establecido en unidad monetaria del dólar americano. Es de aclarar que estos cargos establecidos correspondían a un valor máximo, pudiendo Ecogás suscribir contratos por debajo de dicho tope.

A pesar que estos cargos regían desde 1997, nunca se actualizaron. Es decir, cada año el ingreso por unidad de volumen de gas (kilo pie cúbico, kpc) en términos reales medidos en dólares disminuían. Esto se veía compensado por cuanto año tras año los volúmenes se han ido incrementando y por el aumento en la tasa representativa del mercado (TRM).

En el año 2000, la CREG expidió la Resolución 001, en la que se establecían 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. Esta Resolución rige para todas las empresas transportadoras del país, públicas o privadas. Para el caso de Ecogás se

definieron las tarifas a cobrar mediante la expedición de la Resolución 125 de diciembre de 2003, que aún está vigente.

## **2.1 RESOLUCION CREG-001 DEL 2000**

**2.1.1 Descripción.** El objeto de esta resolución es la de establecer 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, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, en ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales conferidas por la ley 142 de 1994 y los decretos 1523 y 2253 de 1994.

La Comisión después de análisis internos consideró necesario efectuar modificaciones a la normatividad vigente, con base en observaciones presentadas por los agentes y en los criterios propios desarrollados como producto de la experiencia vivida en los años anteriores.

Es importante resaltar en esta resolución su interpretación representados en las diferentes definiciones que facilitan la aplicación en la facturación del servicio de Transporte de gas natural en la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás.

**2.1.2 Terminología.** Hacemos énfasis en las definiciones que puedan tener un grado de complejidad de comprensión en su aplicación y las abordaremos para la posterior aplicación. Respecto a estas tenemos:

**Capacidad máxima del gasoducto.** Teóricamente un gasoducto cualquiera puede tener una capacidad máxima de transporte dependiente de variables externas al mismo gasoducto. Sin embargo, la CREG acepta que la esta capacidad la entregue el mismo transportador propietario del gasoducto

teniendo como parámetros una presión de entrada de 1200 psig, las presiones para los diferentes puntos de salida del mismo y los parámetros específicos del gas y del gasoducto. El transportador, mediante modelos de simulación debe estar en capacidad de entregar la cifra de la capacidad máxima de transporte.

**Conexión.** Respecto a esta definición son todos los bienes que permiten conectar al Sistema Nacional de Transporte a un:

- Productor – Comercializador
  
- Distribuidor
  
- Usuario no regulado
  
- Sistema de Almacenamiento
  
- Usuario Regulado (No localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador.

**Costo de capital invertido.** La Resolución CREG-001 estableció dos tipos diferentes de tasa de recuperación de la inversión: Una tasa del 11.5% que permita recuperar la inversión y los gastos de Administración, operación y Mantenimiento (Gastos AO&M) a través de cargos fijos de transporte y una de 16.5% que permita recuperar la inversión a través de cargos variables de transporte. Puesto que los cargos variables conllevan un riesgo mayor, se reconoce una tasa más alta. La Resolución CREG-007 de 2001 modificó estas tasas y estableció un procedimiento para su determinación, volviéndolas específicas para cada transportador.

**Demanda esperada de capacidad.** Promedio de los escenarios de Demanda Máxima de Capacidad Proyectados por los Transportadores, ponderados por la probabilidad de ocurrencia de los mismos, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

**Demanda esperada de volumen.** Promedio de los escenarios de volúmenes anuales proyectados por los Transportadores, ponderados por la probabilidad de ocurrencia de los mismos, expresados en miles de pies cúbicos (kpc)

**Demanda Máxima de Capacidad:** Volumen máximo a transportar en un día en el transcurso de un año, expresado en miles de pies cúbicos (kpcd)

**Factor de carga.** Se define como la relación entre el volumen transportado en un año dado y su correspondiente Demanda Máxima de Capacidad multiplicada por un factor de 365. Para efectos prácticos la demanda máxima de capacidad, en el evento que dicha capacidad esté copada, se puede relacionar con los contratos en firme existentes; por tanto, este factor se puede entender como la relación existente entre el volumen transportado y los contratos de transporte suscritos. Este factor puede ser por cada gasoducto o para todo el Sistema de Transporte de un transportador.

**Factor de carga esperado.** Se define como la relación entre la Demanda esperada de volumen en un año dado del horizonte de proyección y su correspondiente demanda dsperada de capacidad multiplicada por un factor de 365.

**Factor de utilización.** Se define como la relación entre la sumatoria de los valores presentes de las Capacidades Máximas de Transporte de un gasoducto, o grupo de gasoductos en el Horizonte del Proyección multiplicadas por un factor de 365. Utilizando los valores presentes con una

tasa de 11.5%. En otros términos, consiste en el porcentaje de la capacidad máxima de transporten que un gasoducto se utiliza durante un año.

**Fecha base.** Corresponde al 31 de diciembre del año anterior a la solicitud de la Revisión Tarifaria y sirve para los diferentes cálculos de valor presente de cargos. Por ejemplo, para Ecogás la Resolución de tarifas es la Resolución CREG-125 del año 2003, por tanto, la fecha base para Ecogás es el 31 de diciembre de 2003.

**Gasoducto dedicado.** Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción de gas de manera independiente y exclusiva y no se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros a partir de la Resolución 01/2000 están reguladas por la CREG en lo referente a la remuneración de cargos.

**Horizontes de proyección.** Período de tiempo de 20 años utilizado para simular el comportamiento de las variables de demanda y AO&M asociados a la inversión base.

**Interconexión internacional.** Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de Gas Natural, importante debido a las expectativas de masificación del gas en América Latina.

**Inversión Base.** Es la que reconoce la CREG y que corresponde a un dimensionamiento consistente con el Factor de Utilización Normativo del gasoducto, la Demanda Esperada de Capacidad y de Volumen y con costos eficientes comparables con otros gasoductos.

**Parejas de cargos regulados.** Conjunto de cargos de transportes a diferentes porcentajes convenidos por Remitente – Transportador o regulado directamente por la CREG que remuneran los costos de inversión por medio de costos fijos y variables.

**Período tarifario.** De acuerdo con el artículo 126 de la ley 142 de 1994 los cargos de transporte que se aprueban tienen una vigencia de cinco años. Por tanto, para Ecogás el período tarifario vence en diciembre de 2008.

**Producer Price Index (PPI):** Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital y sirve para actualizar los cargos fijos y variables anualmente durante el período tarifario.

**Programa de nuevas inversiones.** Plan de inversiones proyectados por el transportador para el correspondiente Período Tarifario en Activos necesarios para la operación de su sistema de transporte.

**Servicio de transporte de gas a contraflujo.** Servicio de transporte de gas que va en contra del flujo físico de gas de un gasoducto del Sistema Nacional de Transporte. Para el caso específico de Ecogás, varias veces se ha planteado sobre la posibilidad de que pueda llegar a ser necesario llevar gas desde Cusiana hasta Sebastopol o Barrancabermeja, configurándose un contraflujo comparado con lo que hoy día es la operación diaria.

**Sistema nacional de transporte.** Conjunto de gasoductos localizados en el territorio Nacional excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios no Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento.

**Sistema de transporte.** Conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte que integran los activos de una empresa de Transporte.

**Usuario no Regulado.** Consumidor de más de 500,000 pcd hasta el 31 de Diciembre del 2001; de más de 300,000 pcd hasta el 31 de Diciembre del año 2004; y de más de 100,000 pcd a partir de Enero 1 del año 2005 a partir del art. 77 de la Resolución de la CREG 057/96 o aquellas que la modifiquen para todos los efectos se considera como una gran consumidor.

**Usuario Regulado.** Es un consumidor de hasta 500,000 pcd, o su equivalente en m<sup>3</sup> hasta el 31 de Diciembre del año 2001 de 300,000 pcd o su equivalente en m<sup>3</sup> hasta el 31 de Diciembre del año 2004 y de hasta 100,000 pcd o su equivalente en m<sup>3</sup> a partir de Enero 1 del año 2005, a partir de la Resolución 057/96 o aquellas que la modifiquen. Para todos los efectos es un pequeño consumidor.

**Vida útil normativa.** Período de tiempo fijado en 20 años, considerado como vida útil de un activo a partir de la entrada en operación.

## **2.2 CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y GASTOS**

Los costos de inversión y gastos para cada gasoducto o grupo de gasoductos, se calculan a partir de la inversión base teniendo en cuenta el costo del capital invertido y los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M).

**2.2.1 Inversión base.** Se toman para los cálculos los activos propios de la operación y otros activos (edificaciones, terrenos, muebles, etc), existentes

más las inversiones eficientes efectivamente ejecutadas durante dicho período.

Es de vital importancia resaltar que para activos cuya vida útil normativa (20 años) se agote durante el período tarifario empleado en la revisión, el Transportador realizará los respectivos análisis y justificará ante la CREG su retiro y reposición con los respectivos estudios técnicos que lo ameriten, caso que puede ocurrir en la empresa Ecogás con activos que pueden ser reemplazados, dada su política de crecimiento y expansión de redes ante la oferta y demanda de este producto.

Es muy clara la resolución en lo que respecta a que en ningún caso se efectuarán modificaciones al monto de las inversiones existentes, ocasionadas por reemplazos de activos propios de la operación antes de concluir su Vida Útil Normativa, como tampoco se pueden incluir en el monto de las inversiones existentes activos propios de la operación retirados del servicio, los cuales si deben ser reportados y si la CREG lo cree necesario puede ser motivo de ajustes a los cargos vigentes durante el **Período Tarifario** respectivo.

Respecto a los gasoductos Ballena - Barranca, Boyacá - Santander y Mariquita – Cali estos tienen una extensión en lo que respecta a la vida Útil Normativa y el horizonte de Proyección, de treinta años.

De los costos anteriores se restará el valor presente de los gastos AO&M, de una tasa del 11.5% reconocidos por la CREG siguiendo el Análisis Envoltante de Datos (se toma una muestra de Transportadores de un Universo y bajo la premisa de que en condiciones iguales, con variables de Y unidades de producción y X Unidades de insumos otros transportadores deben hacer lo mismo si operan eficientemente), los insumos variables

serían Nivel de Productividad (planta de personal), Escala (Longitud y Capacidad de gasoductos) y factor de carga.

Si la empresa Ecogás tiene nuevas inversiones en activos propios de Operación que proyecta realizar durante el siguiente periodo tarifario en dólares de la fecha base 31 de Diciembre de 2002, ésta reportará a la CREG demostrando costo/beneficio de dicha inversión y si esta inversión solo beneficia a un solo grupo de usuarios la integración de esta a la ya existente, teniendo en cuenta que el factor de utilización debe ser mayor o superior al Factor de Utilización Normativo; de lo contrario la Comisión establecerá un cargo independiente para remunerar la nueva inversión. Las interconexiones internacionales tendrán cargos independientes de transporte, esto es muy importante dada la perspectivas internacionales del mercado de gas en las próximas décadas, si la inversión no está prevista en el programa de nuevas inversiones presentado a la CREG en su solicitud de cargos, estos podrán ser incluidos en el próximo período tarifario, mientras tanto se efectuara con los cargos vigentes para el gasoducto o grupo de gasoductos del cual se derive.

Los costos de las conexiones no incluidas en la base de activos serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de las mismas.

Para el cálculo de los cargos de transporte no se incluye el transporte correspondiente a las pérdidas de gas. El factor de utilización de la resolución para efectos del cálculo del cargo correspondiente a un gasoducto o grupo de gasoductos es de 0.5. La Resolución CREG-007 de 2001 modificó estas tasas y estableció un procedimiento para su determinación, volviéndolas específicas para cada transportador.

Es de vital relevancia esta aclaración respecto al Factor de Utilización, para un gasoducto o grupo de gasoductos con un Factor de Utilización inferior a 0.5, para la determinación de los volúmenes correspondientes al Factor de Utilización Normativo se realiza de la siguiente forma:

- Para gasoductos existentes la Comisión utiliza un supuesto de crecimiento lineal de la demanda de volumen cuyo punto inicial corresponde a la demanda real de volumen del año anterior a la revisión tarifaria.
- En el caso de nuevos gasoductos se toma la demanda estimada para el primer año.
- Del año quince en adelante corresponde a la Capacidad Máxima del gasoducto

La Demanda Máxima de Capacidad correspondiente se determinará utilizando un Factor de Carga Esperado del 50% hasta alcanzar la Capacidad Máxima de este Gasoducto.

### **2.3 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA GENERAL PARA LA ESTIMACIÓN DE CARGOS REGULADOS PARA EL SERVICIO DE TRANSPORTE**

Los ingresos de la empresa Ecogás se determinarán mediante cargos fijos y cargos variables regulados que remuneren los costos de inversión; los Cargos Fijos remuneran los gastos de AO&M; ingresos de corto plazo así:

$$I_t = \sum [CF_c * CAP + CV_c * VOL + CF_{AO\&M} * CAP + ICP]$$

Donde:

$I_t$  = Ingresos para el transportador

$CF_c$  = Cargo Fijo diario que remunera costos de inversión (US/kpcd) calculado con la tasa del capital invertido de la empresa en particular

$CV_c$  = Cargo variable diario que remunera costos de inversión (US/kpc) calculado con la tasa del capital invertido de la empresa en particular.

$CF_{AO\&M}$  = Cargo fijo diario que remunera los gastos de AO&M (\$/Kpcd)

CAP= Capacidad Contratada

VOL= Volumen transportado

n= Número de Remitentes

ICP = Ingresos del transportador provenientes de servicios de transporte que excedan la capacidad contratada por un Remitente.

El transportador debe publicar en el boletín electrónico de Operaciones, los cargos correspondientes a servicios de transporte que exceden la capacidad contratada por un Remitente y especificar los cargos a días laborales y los aplicables a días no laborales. Este tiene la opción de adquirir el excedente de esta capacidad contratada bien sea con el transportador o con un remitente en el mercado secundario.

Hay tres opciones para la determinación de cargos de transporte:

- Determinación de cargos regulados por mutuo acuerdo entre las partes

- Determinación de cargos regulados utilizando el procedimiento de Aproximación Ordinal
- Determinación de cargos de transporte

Los Remitentes y los Transportadores con contratos vigentes que incluyan cláusulas de ajuste de precio por cambios regulatorios o que proyecten suscribir nuevo contrato tienen o cuentan con un plazo de tres meses de negociación para utilizar las opciones primera y tercera; pasados los tres meses si no se llega a un acuerdo el agente deberá utilizar la segunda opción.

Para cargos Regulados por **servicios** de transporte la **CREG** establece para cada gasoducto o grupo de gasoductos:

Un cargo fijo **regulado para remunerar gastos** de AO&M y parejas de cargos **fijos** y variables.

Para el cálculo de Cargos Fijos y Variables regulados de referencia para la remuneración de Costos de inversión se pueden tomar parejas de Cargos bien sea así:

<b>CARGOS FIJOS REGULADOS</b>	<b>CARGOS VARIABLES REGULADOS</b>
0%	100%
20%	80%
40%	60%
50%	50%
60%	40%
80%	20%
100%	0%

Los Cargos Fijos y Variables correspondientes se determinan como la relación entre el valor presente de los costos de inversión y el valor presente de la Demanda esperada de capacidad y volumen respectivamente, todo esto se basa en la utilización de modelos de Flujo de Caja descontado.

Para efectos en que el transportador y el remitente no lleguen al mutuo acuerdo se aplicará el Procedimiento de Aproximación Ordinal si las partes convienen donde cada uno prepara sus parejas de cargo de su preferencia en un orden determinado y se nombrara un secretario Ad-Hoc que maneja el procedimiento por medio de una urna con selección predeterminada de parejas, donde el período de aplicación será de cinco años para remitentes termoeléctricos y uno para los demás.

Para los no regulados no termoeléctricos la pareja de cargos fijos tendrá un mínimo de porcentaje del 50% de la inversión a través de cargos fijos, y para los regulados se tomará el mayor valor entre 50% y el factor de cargo de los usuarios del año inmediatamente anterior.

Los comercializadores pueden convenir con los transportadores para atender el mercado no regulado y regulado libremente y el transportador debe agrupar en dos rangos los remitentes mayores de 0.4 y los menores de 0.4 y los debe divulgar en el Boletín Electrónico y un diario de amplia circulación al menos una vez al año, esto le dará transparencia al proceso de facturación de cargos donde se deberá reflejar la no preferencia en cargos de transporte hacia algún remitente.

Los costos de inversión tienen como base de actualización los costos de los mercados internacionales. Se actualizan en dólares de Estados Unidos y se utilizará fórmula matemática en el cual se contiene el índice de precios al productor PPI. Como es obvio, para los gastos operacionales y la

administración se utilizará el índice de precios al consumidor y su cálculo se hará en moneda local de la Fecha Base mediante fórmula, esto se hará anualmente para cada período tarifario.

La CREG, definirá los esquemas de regulación de cargos a contraflujo siempre que esto sea viable y el transportador estará obligado a prestar este servicio.

En general el esquema de cargos de transporte es de cargos de paso comprendidos entre el punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte hasta el punto de salida de gas al Remitente; Ecogás someterá a la Comisión el cálculo de los cargos de gasoductos independientes o grupo de gasoductos que considere adecuados para su Sistema de Transporte con su estudio técnico y de beneficio sobre costo para los remitentes. Esto plantea una base de instrumento de gestión que permite una ampliación de la capacidad de transporte de gas bien sea a nivel nacional o como parte de la red internacional lo que hace que ECOGÁS sea considerado hacia el futuro como un activo estratégico ya que junto con Promigas cubren el 95% del transporte de gas.

Los cargos de los productos comprendidos entre los puntos de entrada de Ballena y El Porvenir son regulados mediante cargos por distancia y se establecerán cargos independientes para los gasoductos comprendidos entre estos dos puntos.

Ecogás ofrecerá a los remitentes las mismas parejas de cargos y las mismas condiciones de contratación. Hay una incidencia respecto al artículo 9 en lo que se refiere a la propiedad de los Activos de un Sistema de Transporte en los cuales se presentan anomalías y problemas como son: La consecución de los terrenos por los cuales pasa el gasoducto, por que en lo que respecta

a expansión o desviación de gasoductos para facilitar su transporte es primordial acordar o pactar sobre estos activos a buen termino ya que esto repercute en costos por parte de extensión del contrato en la empresa que implementa estos montajes y Ecogás.

Teniendo en cuenta las perspectivas del sector respecto a lineamientos políticos como lo son la resolución del CONPES 3244 del 15 de Septiembre de 2003 donde se cambia la naturaleza de Ecogás y da entrada a Capital Privado y lo señalado en la Comisión V octubre de 2004, donde señala a la empresa Ecogás como instrumento de Gestión, lo cual permite hacia un futuro la ampliación de la capacidad de transporte de gas y si proyectamos a Ecogás en 30 años con unos escenarios de demanda promedio que pueden oscilar entre 6 y 9 por datos estadísticos y calculamos los flujos de caja VPN observaremos que estos tienden a ser positivos por lo menos en un 75% de estos escenarios por el método de parejas de cargos fijos del 20% y 80% variable, fijos 50% y variable 50%, fijo 80% y variable 20% y analizando las perspectivas de masificación interna y externa con otros países el Sector del Gas Natural es estratégico para el país y Ecogás como uno de los principales transportadores de este sector se sitúa como un activo importante para el país.

#### **2.4 ANALISIS COMPARATIVO DE LA RESOLUCIÓN 001 DEL 2000 Vs. RESOLUCION 057 DE 1996**

Al igual que la Resolución 001 de 2000, la resolución 057 del 1996 en su artículo 32 propende por la competencia leal y transparente de la contratación a los respectivos remitentes que lo soliciten. Respecto a la contratación en la 01/2000 no habrá cesión de contratos en lo referente a capacidad contratada que no hayan de utilizar en un período determinado hacia terceros, esto con el objeto de que los grandes usuarios o

distribuidores no manejen directamente dicha contratación y de por sí se de una libre competencia a la oferta de dicha capacidad. En el artículo 37 de la Resolución 057 del 96 el Transportador carga con la responsabilidad de planificación, reforzamiento, desarrollo, ampliación, mantenimiento y operación para mantener disponible el sistema de transporte y gas de acuerdo con todas las normas sobre calidad y seguridad del suministro, en la 01/2000 se discrimina mas detalladamente como se deben incorporar las inversiones en activos propios de operación y mantenimiento y su respectiva remuneración, esto permite llevar un control más estricto en lo que se refiere al manejo de valores destinados a este objetivo ya que tienen que ir con su respectivo estudio técnico el costo/beneficio a la comunidad o beneficiarios de los mismos.

La resolución 057/96 se remunera por el servicio de transporte mediante cargos por conexión y cargos por uso distinguiéndose capacidad y volumen, lo mismo establece un cargo por volumen para los servicios de administración, compresión y medición al usuario, el servicio de almacenamiento se cobra de forma independiente, en contraste con la resolución 01/2000 estos se basan mediante cargos fijos y cargos variables regulados que remuneran los gastos de AO&M e ingresos a corto plazo que excedan la capacidad contratada, teniendo en cuenta el volumen transportado y la capacidad contratada por cada uno de los remitentes. La CREG tiene una participación activa en lo que respecta a la regulación de cargos según la resolución del 01/2000 debido a que todo contrato del transportador–remitente debe estar supeditado a la formula de regulación de cargos bien sea cualquiera de sus tres modalidades. No quiere decir que en la resolución 057 del 96 no tenga inherencia la Comisión, sino que hay una mayor libertad de contratación y de discriminación de todos los costos unitarios que a su parecer sea planificado por el transportador. En la resolución 01/2000 se manifiesta completa autonomía por parte de la CREG

para fijar cargos a terceros cuando estos deseen conectarse respecto a los gasoductos dedicados, en la Res. 057/96 las dos partes podían pactar estos cargos, si en un plazo de 60 días calendario a partir de la solicitud del tercero para conectarse no llegaban a un acuerdo, la Comisión podía fijar estos cargos cuando cualquiera de las partes así lo solicitara.

La vigencia de las fórmulas de regulación de la actividad del transporte sigue manteniéndose en cinco años esto se da a partir del 1 de Enero de 1998.

Para efectos del cálculo de los cargos por uso del Sistema de Transporte del Interior según la Res. 057/96 se toma como referencia el Nodo de Vasconia y los productores referenciarán desde su nodo de entrada (costo económico de transportar gas nodo de entrada- centro de referencia).

El cargo de salida refleja el costo económico de transportar gas desde el centro de referencia hasta el nodo de salida asociado con cada consumidor. La CREG en esta resolución establece unos cargos máximos por entrada y salida y la liquidación según esta resolución se establece con un cargo binomio cobro por capacidad (us\$/kpcD-año) y un cobro por uso (us\$/kpc), esto depende del tipo de servicio que puede ser contrato en firme, contrato interrumpible, contrato en pico, además de los cargos por uso de us\$0.16 /kpc sobre el volumen facturado mensualmente y corresponde a los gastos de administración, medición y compresión, si analizamos las dos resoluciones en ambas priman las dos variables como son capacidad de transporte contratada y volumen transportado y el cargo por costos de operación y mantenimiento; es más idónea la formulación de cargos en la Res. 01/2000 ya que permite escoger las parejas de porcentajes que más convenga a las necesidades del remitente y transportador y se ajusta más a los costos de inversión de los gasoductos.

El esquema de cargos en la Res. 057/97 rige por entrada y salida referenciándose en el sitio de Vasconia que se toma a mediano plazo como los flujos provenientes del Magdalena Medio y del Piedemonte Llanero se tomo el promedio de los costos por tramos desde cada punto de entrada hasta Vasconia y desde este sitio hasta cada punto de salida. Para los costos unitarios se tomaron los costos de inversión, costos de ampliación del Sistema y los de AO&M para calcular las demandas se utilizó el software Transient Gas Network Program (TGNET), que sirve para la simulación del flujo de gas de gasoductos, donde se varían las variables importantes del sistema como son presión, el flujo, densidad y temperatura.

Para el calculo de la inversión se tuvo como base la información de los Gasoductos Ballena - Barranca bajo el sistema "Build Operate Maintain and Transfer" (BOMT), como resultado de las licitaciones correspondientes, además de las estimaciones de las obras Barranca - Bucaramanga y Sebastopol - Medellín bajo el sistema de concesión y además de las obras sobre ductos convertidos o por convertir a gasoductos.

Se trabajó por tramos teniendo en cuenta la demanda esperada, la inversión en gasoductos para esa demanda y las reservas, el costo asociado con el volumen resulta de dividir el valor presente de los costos de operación y mantenimiento por el valor presente de los flujos promedios y el costo asociado a la capacidad para cada tramo resulta de dividir el valor presente de los costos de inversión por el valor presente de los flujos máximos, las anualidades para cada una de las inversiones requeridas tanto en la inicial como en las ampliaciones fue con una tasa de descuento del 12% en contraste con la resolución 01/2000 que fue del 11.5% para cargo fijo y 16% para cargo variable.

Figura 2. Esquema Tarifario Resolución 057 de 1996

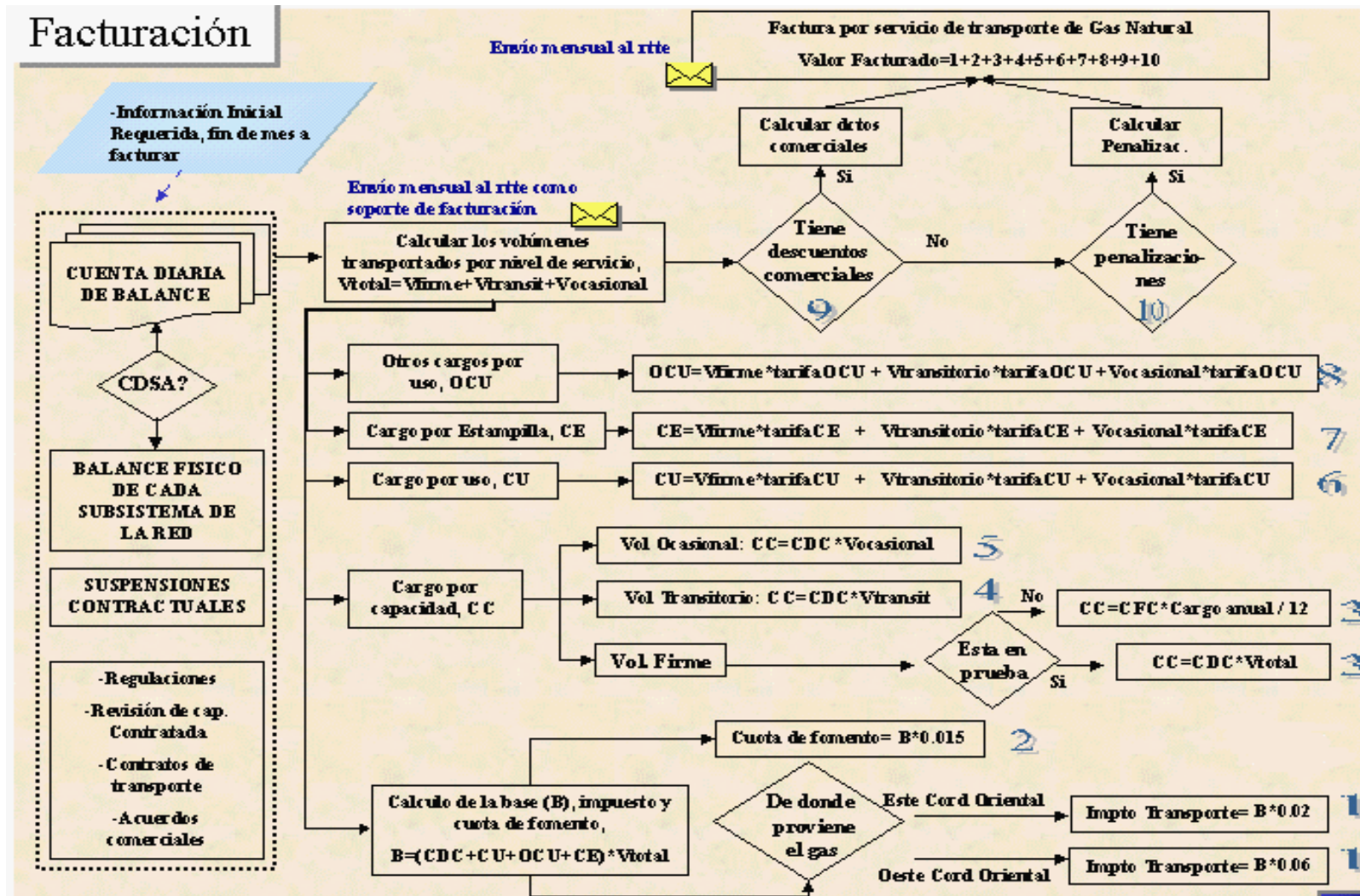
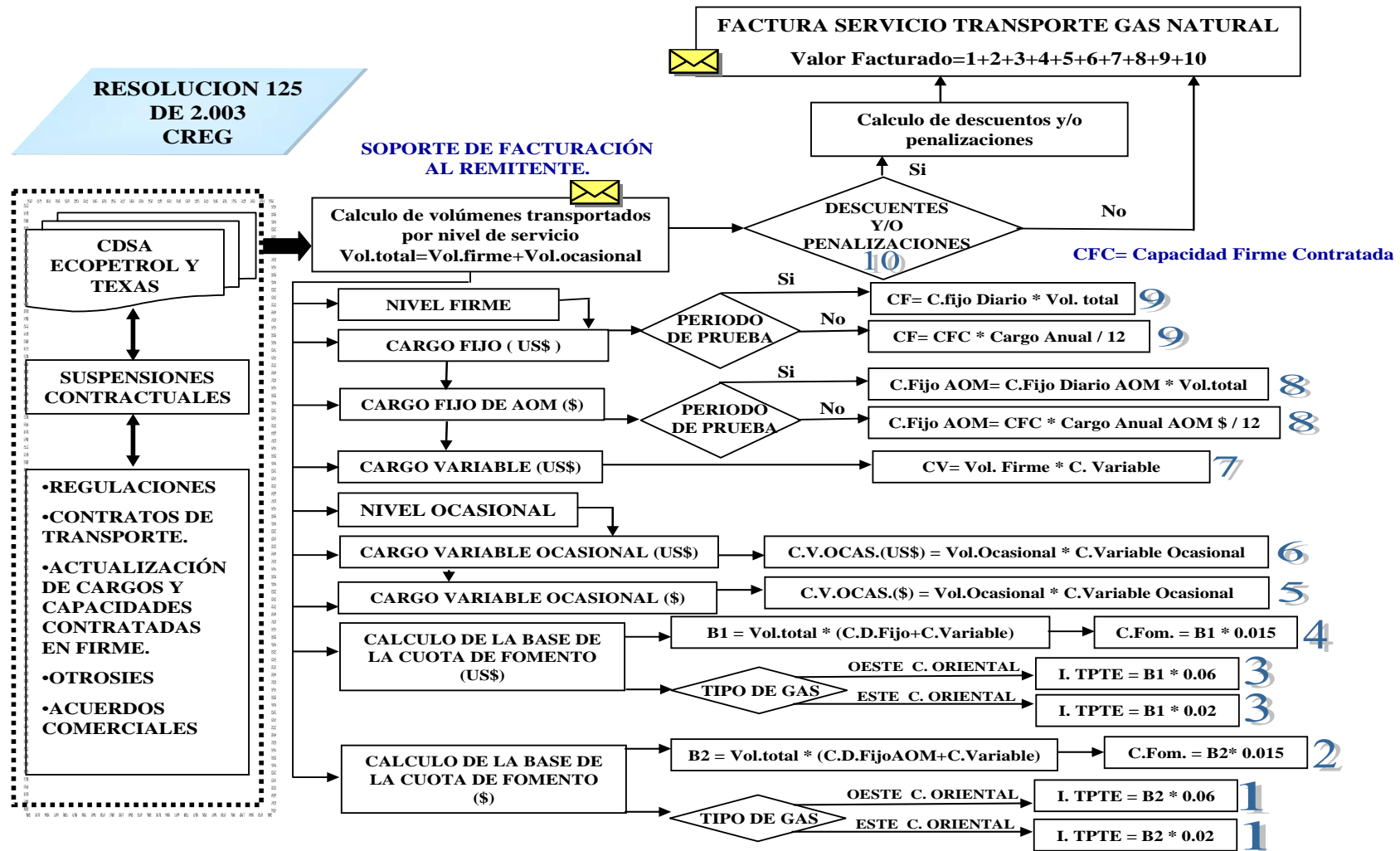


Figura 3. Esquema tarifario Resolución 125 de 2003



A diferencia de la resolución 01/2000 la resolución 057/96 establece unos cargos máximos para el sistema del sur; mientras que la segunda resolución tiende a estandarizar los cargos de resolución 01/2000 se ajusta a una realidad funcional operativa y de costos de inversión que es la columna vertebral de todo el Sistema de Transporte de gas.

Para Ecogás tiene mayor incidencia la Resolución 01/2000 ya que establece parámetros que se ajustan con la realidad operativa de la empresa, y se puede definir mas claramente los parámetros a seguir para la facturación en el sistema de transporte de gas, esto redundando en que la empresa en todos los escenarios de demanda a futuro presente escenarios positivos de flujos de caja que facilitan la toma de decisiones y la hacen prevalecer como uno de los activos estratégicos de la Nación.

## **2.5 EFECTOS SOBRE ECOGÁS DE LA RESOLUCIÓN CREG-001 DE 2000**

La Resolución CREG-001 de 2000 obligó a todas las empresas de transporte del país a entregar toda su información requerida para el cálculo de las tarifas de transporte en un plazo máximo de un mes. Ecogás presentó su solicitud el 29 de febrero de 2001. A lo largo de los años 2001, 2002 y parte del 2003 siguió enviando información actualizando los datos, hasta que, en marzo 4 de 2003 la CREG emitió la Resolución CREG-013 de tarifas para el sistema de Transporte de Ecogás.

Sin embargo, se presentaron 11 recursos de reposición contra esta resolución. La misma Ecogás presentó su propio recurso pues consideró que con esta Resolución se lesionaban sus intereses. Es significativo hacer caer en cuenta en la elevada importancia que la Resolución de tarifas para Ecogás tiene para todo el sector gasífero del país y, en general, para todo el

sector energético. La CREG debe obrar, como en efecto lo ha hecho, con un equilibrio tal que no vaya a lesionar los intereses de los diferentes sectores de la economía que de una u otra manera tienen ingerencia en el sector del gas del país.

Es así que, podría pensarse que unas tarifas elevadas pueda beneficiar al transportador. Pero bien puede pensarse que es relativo, pues el consumidor (que en Colombia son el sector residencial, el industrial, el comercial, el vehicular y el térmico) podría optar por otros combustibles más económicos, por lo que a la larga, para el mismo transportador se puede volver contraproducente, pues empezaría a perder clientes.

En el caso contrario, unas tarifas muy bajas, aunque puede estimular el crecimiento de la demanda, puede también debilitar las finanzas de la empresa transportadora, obligándola tarde o temprano a retirarse del mercado, con lo cual éste podría quedar desabastecido.

Es por esto que las empresas que interpusieron recursos se hallan a ambos lados de la orilla. Observemos la lista de empresas que interpuso recurso contra la Resolución CREG-013 de 2003:

- Gases de Occidente
- Gases del Norte del Valle
- Gas Natural del Centro
- Gases del Risaralda
- Gases del Quindío
- Gases del Caribe
- Gases del Guajira
- Gas Natural S.A.
- Petrotesting

- Merieléctrica
- Ecogás

Finalmente, la Resolución 125 de diciembre de 2003 resolvió todos los recursos de reposición y estableció los cargos definitivos para el Sistema de Transporte de Ecogás. Por la trascendencia de esta resolución, la CREG se tomó un mayor tiempo; siendo prácticamente la última resolución para los transportadores de gas del país, como se puede observar:

- Resolución CREG-014 de 2001 para el Sistema de Transporte de Progasur (Gasoducto Neiva – Hobo).
- Resolución CREG-015 de 2001 para el Sistema de Transmetano (Gasoducto que lleva el gas desde Sebastopol hasta Medellín y alrededores).
- Resolución CREG-016 de 2001 para el Sistema de Transoriente (Lleva el gas desde los pozos de Payoa –Santander- hasta Bucaramanga y municipios del área metropolitana).
- Resolución CREG-017 de 2001 para el sistema de Transcogás (Municipios de la Sabana de Bogotá). Posteriormente Resolución CREG-043 de 2002.
- Resolución CREG-018 para el Sistema de Transporte de la Costa Atlántica (Promigás). Posteriormente la Resolución CREG-014 de 2002.
- Resolución CREG-089 de 2003 para el Sistema de Transporte de Tolima  
Resolución CREG-125 de diciembre de 2003 para el Sistema de Transporte de Ecogás. Vale la pena aclarar que para el tramo Cusiana – El Porvenir,

perteneciente a Ecogás, el cargo de transporte está dado por la Resolución CREG-076 de 2002

### **3. EL MARCO TARIFARIO Y SU INCIDENCIA EN ECOGÁS**

#### **3.1 RESOLUCIÓN CREG-013 DE 2003**

El esquema de cargos específico para Ecogás se estableció en la Resolución CREG de 2003. Sin embargo, como se dijo fue objeto de recursos de reposición por la inconformidad que generó en los diferentes agentes del sector. A pesar de lo anterior, representó el primer indicio sobre la forma como la CREG pensaba remunerar a Ecogás por las inversiones y gastos en que incurría. Es por esto que se presenta a continuación un análisis sobre su incidencia en Ecogás.

**3.1.1 Análisis de las Contradicciones entre la Resolución CREG 013 de 2003 y la Ley 142 de 1994.** Los recurrentes manifiestan que la CREG validó sin un análisis profundo y exhaustivo las cifras incluidas dentro de los contratos BOMT ya que estos flujos de caja involucra riesgos que no son propios de la actividad de transporte y son lesivos para ECOGÁS ya que las inversiones no toman los riesgos y la imposibilidad de que estas inversiones fueran trasladados a la demanda; la CREG por su parte argumenta que mediante la Resolución CREG-013 de 2003, los costos eficientes en Colombia; ante los ojos de cualquier tribunal de arbitramento o mediador o simple analista económico, es claro la arbitrariedad de la CREG de no tomar en cuenta las inversiones anteriores a la escisión y que para ellos no son eficientes por si las validan ante la deuda contraída por ECOGÁS ante ECOPELROL por un 70% a 30 años.

La CREG no toma en cuenta la capacidad excedentaria o sea la porción del tubo que no se requiere para atender la demanda regular, ni siquiera en condiciones extremas, de por sí, utiliza para sus cálculos la **Capacidad Máxima Potencial**.

La empresa Ecogás mediante comunicación CREG-6097 de 2001 propone a la CREG mantener las tarifas vigentes (Res. CREG-057 de 1996) para el siguiente período tarifario a lo cual manifiesta que por resolución CREG-013 de 2003 y documento CREG – 014 de 2000 esta propuesta no es viable pero señala que Ecogás en los recursos de reposición mediante trámite administrativo no ha manifestado su interés en mantener dicha propuesta.

Los recurrentes manifiestan que la CREG viola el derecho de la “Confianza Legítima” en lo que respecta a un cambio del regulador en la metodología tarifaria a pesar de que la política no ha sido modificada, y que afectaría la expansión del servicios a usuarios industriales; la CREG ante esta aseveración manifiesta que en la Resolución 013 de 2003, no ha cambiado los lineamientos generales de la Ley 142 de 1994, y que esta expresión “Confianza Legítima” hace referencia a un compromiso que tendría el regulador de mantener los cargos tarifarios por tiempo indefinido, y recalca la CREG que según la ley 142 de 1994 estos tienen vigencia por cinco años, sin dar a entender que de forma caprichosa cada cinco años se deban modificar los cargos sino que se deben implementar nuevas metodologías para la expedición de nuevas fórmulas tarifarias que determinan nuevos cargos para los agentes; es de analizar que dichas metodologías son impuestas, sin tener en cuenta que pueden lesionar las proyecciones en materia de expansión y distribución de un agente y no es producto de un análisis concertado por parte de quien impone esta metodología en este caso la CREG y a quienes se les aplican estos cargos, los agentes.

Conclusión de las pretensiones del grupo No.1.

Las pretensiones generales de este grupo fueron en sí:

- Modificación CREG-013 de 2003.
- Como consecuencia de esta modificación se establezca una tarifa equivalente a los usuarios Costa Atlántica.
- Aceptar la petición de ECOGÁS de mantener la tarifa actualmente vigente, actualizándola según petición del prestador del servicio.
- De manera equivalente al anterior ITEM.
- Evaluar la eficacia prevista en la ley 142 de 1994 del sistema de transporte de gas teniendo en cuenta:
  - Prudencia de la inversión.
  - Capacidad realmente utilizada por los usuarios regulados y no regulados no térmicos.
  - Capacidad excedentaria.
  - El diseño que debería tener el gasoducto sin tener en cuenta los términos conectados al final del gasoducto.
- Se aplique el criterio de suficiencia financiera, estampillando el sistema de Ecogás, a partir de Barrancabermeja.

Según los fundamentos de la Comisión basados en sus argumentos y la interpretación que hace la CREG de la ley 142 de 1994 expone que no hay lugar a ninguna de las pretensiones por este grupo de recurrentes.

Si tomamos un escenario imparcial y bajo los criterios con la cual fueron tomados por parte de la CREG estas pretensiones, analizamos que bajo el criterio de “**Costos Eficientes**” no se tienen en cuenta inversiones hechas por Ecogás para el transporte de gas, no tiene en cuenta el riesgo financiero para la empresa y su imposibilidad de que estas inversiones fueran trasladadas a la demanda, lo cual es bastante lesivo para la empresa. Como analistas en temas de gas se podría sugerir que se recurriera a una instancia superior que analice con objetividad los valores netos presentes en libros de los BOMT por parte de los contratistas validados por la CREG y las inversiones que no han sido tenidas en cuenta por la Comisión.

En relación con los recurrentes del Grupo No.2 que corresponde a las empresas Gases del Caribe, Gases de la Guajira, Gas Natural, Ecogás, Petrotesting y Merieléctrica, quienes afirman que la CREG mediante la expedición de la Resolución CREG 013 de 2003 determinó un esquema de cargos estampilla que claramente perjudica a las poblaciones de usuarios de Valledupar y la Paz que son de estratos 1, 2 y 3 y su actividad se basa primordialmente en trabajos agrícolas – industriales muy marginales. Manifiestan que el esquema de cargos estampilla perjudica directamente a los usuarios del servicio, ya que están situados más cerca a la boca del Pozo contribuyen al pago de transporte de gas de las empresas industriales y comerciales (especialmente generadores y a ECOPETROL) ubicados en el gasoducto, lo cual genera una transferencia de renta inversa a aquella pretendida por el constituyente y el legislador en la Constitución de 1991, en los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos; la CREG hace la salvedad en relación con el artículo 87.3 de la Ley 142 de 1994 en la cual se

deduce que el criterio de solidaridad y redistribución está relacionado con los subsidios y contribuciones administrados a través de los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos y así se da cumplimiento al esquema de subsidios y contribuciones de que trata la misma ley, para la Comisión es imprecisa la anotación del recurrente en el sentido de que la Comisión debe aplicar dicho criterio en el cálculo tarifario de un Agente en particular.

Repetidamente podemos observar que las anotaciones o prestaciones de los recurrentes se basan en una indebida interpretación de la ley 142 de 1994, ya que ésta afirma que los períodos tarifarios tendrán una duración de cinco años de vigencia, en la cual la CREG puede implementar una nueva metodología.

Se mantiene la Comisión frente a los recurrentes en que no ha cambiado las reglas de juego para el cálculo de los cargos con la nueva metodología, (Resolución CREG-001 de 2000) por que se mantiene la señal de distancia considerada en el anterior período tarifario y se establecen cargos independientes de transporte para los gasoductos.

- Ballena - Barranca
- Barranca –Sebastopol
- Sebastopol –Vasconia
- Vasconia –La Belleza
- La Belleza – El Porvenir

De otra parte en la Resolución CREG-013 de 2003 se mantienen los mismos criterios de aplicación de la Resolución CREG-001 de 2000, basados en cargos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión, cargo fijo para remunerar los gastos de AOM y dos tarifas estampillas para remunerar parte de la inversión.

La Comisión manifiesta que los incrementos tarifarios de la Resolución CREG-013 con respecto a los cargos dispuestos en la Resolución CREG-057 de 1996 se deben a la reducción en la demanda actual la cual es inferior a la considerada en la Resolución CREG-057 de 1996.

En síntesis no se cumplieron las expectativas de gas especialmente para el Sector industrial y termoeléctrico, y por otra parte el incremento de las tarifas se debió al incremento en la inversión considerada en la Resolución CREG 057 de 1996 ya que en su momento los gasoductos de Ecogás estaban en proceso de construcción o contratación y estos costos correspondió a cifras estimadas que tienen que reconocerse al transportador bajo el criterio de los costos eficientes en la prestación del servicio como se adoptó en la Res. CREG-013 de 2003.

Manteniendo la continuidad de las precisiones de la CREG sobre las manifestaciones de los recurrentes se dan aclaraciones sobre disposiciones contenidas en la Resolución CREG-01 de 2000 en la cual se establecen cargos de paso para los tramos de gasoductos comprendidos entre Ballena y el Porvenir, para remunerar la totalidad de la inversión en un tramo y no una parte proporcional del mismo cuando a la extracción de un punto intermedio se le aplican los cargos del tramo total; para la CREG la tarifa vigente del tramo Ballena-Barranca no ha tenido ligeras variaciones que oscilan entre el 2% y el 15% a lo máximo cuando las parejas de cargos variables es el 100%.

Para la tarifa de usuarios regulados (usuarios residenciales) se toma, para el cálculo del costo promedio máximo unitario, el cociente entre el costo total transportado para el respectivo mercado de comercialización es decir se toma el mercado integrado. por varios municipios, es por eso que el cálculo del porcentaje de aumento en el incremento de las tarifas para estos municipios (282% y el 627%) es inexacto; es lógico que para efectos de

unificación de estándares de cálculos de cargos regulados un período de cinco años es muy corto y se justifica las pretensiones de los recurrentes de mantener en vigencia las tarifas de la Resolución CREG-057 de 1996 sin que haya lugar a tratar al transportador Ecogás como un agente con preferencias si no en cambio como cabeza de cálculo, ya que de él se desprende distribuidores y comercializadores unidos al sistema de transporte nacional.

Bajo el criterio de mantener las finanzas de un bien público sanas y viables hacia el futuro de CREG manifiesta que no puede permitir que Ecogás renuncie al hecho de un alza en las tarifas y si bien quiere captar una mayor demanda debe enfocar sus esfuerzos en una política agresiva de penetración de mercados.

En la Resolución 013 de 2003 se resaltan dos criterios de eficiencia para valorar la eficiencia de la inversión y uso de los gasoductos de Ecogás como son, según los recurrentes:

- Para valorar la eficiencia del gasoducto **Mariquita –Cali** se asume el costo promedio unitario de los gasoductos construidos en el país sobre topografías montañosas.
  
- Adoptar la **capacidad máxima potencial** y no la **capacidad máxima de mediano plazo** para evaluar la eficiencia de los gasoductos; que de manera injustificada hay decisiones en la Resolución 013 de 2003 que incrementan los costos tarifarios como son:
  - El reconocimiento de AO&M
  - Aplicación del cargo “estampillas ramales”

Respecto al primero los recurrentes afirman que éstos deberían estar en un rango entre (2.1%) y (4.2%) pero se encuentran en un margen de (7.5%) de la inversión total.

La Comisión determina que para hacer los cálculos de estos costos siguió el método de la Resolución CREG- 001-2000 que en el “Análisis Envolvente de Datos –DEA” que se aplica a nivel nacional e internacional como método estándar y arroja una cifra que oscila entre 4% y 7.5% por lo cual no se justifica ninguna modificación para ajustar las cifras aprobadas a Ecogás, para el analista imparcial de estas reposiciones y con objetividad parece que los recurrentes y la Comisión tuvieron interpretaciones diferentes del método de aplicar las resoluciones, ya que los rangos de los porcentajes varían en más de un dígito para cantidades de inversión en gasoductos y lo que es mas preocupante, que es la repercusión sobre el usuario final.

Respecto al segundo punto “Aplicación del cargo estampilla ramales”, los recurrentes manifiestan su inconformidad sobre la resolución que establece que **los clientes de Bogotá y otras ciudades del país deben asumir los costos** de la infraestructura de transporte entre las que se destaca:

- Ramales que derivan STTs y SRTs
- Ramal Galán –Termobarranca
- Ramal Yariguies – Puente Sogamoso
- Ramal Yariguies – Puerto Wilches
- Ramal Zona Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Zona Industrial Cantagallo – San Pablo
- Ramal Galán- Casabe – Yondó
- Ramal corregimiento Brisas de Bolívar
- Ramal a San Vicente de Chucurí

Para éstos, la Resolución CREG 013 de 2003 desconoce el principio de **eficiencia económica** puesto que carga al usuario final los costos de inversión de infraestructura que no utilizan, y proponen que se debe aplicar a cada ramal principios de eficiencia establecidos en la Resolución CREG 001 del 2000.

La CREG justifica esto diciendo que el sistema de transporte de gas por ser un monopolio natural, las tarifas no deben reflejar el 100% de lo que sería un mercado competitivo; dentro de un marco real del ejercicio regulatorio, definir el costo que impone cada elemento de una red de transporte no sería realizable.

Según los análisis teóricos para sostener un monopolio en relación con la producción del respectivo servicio, este debe ser un monopolio natural donde la característica principal **es presentar costos medios decrecientes y superiores a los costos marginales en un amplio rango de producción.** Pero cual es el punto crítico del asunto? que en un mercado competitivo para que se cumpla la competencia perfecta y todos sus supuestos **el precio que garantiza la eficiencia económica es aquel que es igual al costo marginal**, pero si en el caso de que la producción presente costos medios decrecientes, se estaría ocasionando pérdidas al monopolio lo cual hace imposible la supervivencia del mismo en detrimento de los múltiples usuarios finales; en conclusión la CREG plantea como regulador tarifario que **los precios cubran los costos eficientes del monopolio**, aunque éstos resulten superiores al costo marginal. ¿Cómo se logra esto? Maximizando el excedente del consumidor sujeto a la restricción de evitar las pérdidas en las empresas reguladas, es indispensable para esto tratar todo el transporte de gas como un todo estableciendo la señal de distancia, que es una de las características fundamentales de la metodología establecida en la

Resolución CREG-001 de 2000 y aplicada en la Resolución CREG-013 de 2003.

En relación con los AO&M, Ecogás hace saber su pretensión de que se modifique la Resolución CREG-013 de 4 de Marzo de 2003, Resolución 001 de 2000 en relación con los activos, inversiones y gastos existentes para los productos, se fundamenta Ecogás en que la CREG aprobó unos valores de activos, inversiones y gastos de AO&M para la empresa diferentes a los propuestos principalmente en lo relacionado con los gasoductos BOMT'S. La Comisión le manifiesta que bajo el criterio de eficiencia reconoce los gastos de AO&M que se determinen con base en esta metodología y que el regulador no necesariamente vía tarifa reconoce todos los gastos de AO&M que el agente manifieste sino que estos son el punto de partida para la respectiva evaluación.

**3.1.2 Pérdidas Patrimoniales de Ecogás Vs. la Regulación CREG 013 de 2003.** La CREG se manifiesta ante las inquietudes del recurrente sobre el traslado a los usuarios del servicio de transporte de gas, a través de los cargos regulados, las pérdidas patrimoniales de Ecogás como consecuencia de una infraestructura que no está siendo utilizada de manera eficiente ya que las proyecciones de demanda actuales son inferiores a aquellas consideradas cuando se aprobaron los cargos regulados vigentes (Resolución CREG-057 de 1996).

Sobre el particular la Comisión manifiesta que de ninguna manera se han trasladado pérdidas patrimoniales a los usuarios a través de los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG-013 DE 2003; la metodología tarifaria dice que cada cinco años se deben revisar las formulas tarifarias como lo establece la ley, y entre los parámetros que se deben ajustar esta la demanda, dicha revisión puede dar un aumento o reducción

de tarifa, en todo caso, **el factor de utilización utilizado** en un período tarifario es el instrumento regulatorio adoptado para evitar que las consecuencias de una gestión ineficiente o de una infraestructura no adecuadas, sean trasladadas a los usuarios.

De otra parte la Comisión manifiesta que según la ley “no se permitan alzas destinadas a recuperar pérdidas patrimoniales” y según la Resolución CREG 013 de 2003 se ha aplicado el criterio de suficiencia financiera sobre costos eficientes y bajo la premisa fundamental de los cargos adoptados por la Comisión es que la aplicación de los mismos permite que el agente recupere los costos eficientes (incluyendo la rentabilidad esperada) en la prestación del servicio.

**3.1.3 Análisis de los Planteamientos de la BP Exploration como Tercer Interesado.** La BP solicitó a la Comisión:

- Aclaración con relación a la inversión del tramo la Belleza - Vasconia; sus argumentos manifiestan que al estación de compresión ubicada en Vasconia y los costos de inversión debido a esta no se deben imputar solo a este tramo tal y como lo establece la Comisión en el documento CREG –014 de 2003
  
- Analizar la imputación de la inversión de la estación de compresión ubicada en Vasconia.

La CREG dice sobre este hecho que para efectos de cargos no se tuvo en cuenta la inversión ejecutada en la estación compresora ubicada en Vasconia debido a que dichas inversiones correspondieron a obras proyectadas que actualmente difieren físicamente y en costos de lo previsto inicialmente, por tanto, para efectos tarifarios se consideró la inversión

correspondiente al valor recibido por Ecogás de ECOPETROL (80% de valor en libros de ECOPETROL) ya que según la CREG refleja los costos reales y eficientes de la prestación del servicio.

Respecto a la **inversión y gastos de AO&M de la estación de compresión ubicada en Vasconia** la Resolución CREG-079 de 2003, se hace necesario analizar la utilización de la estación compresora a partir de la información de demandas y reservas reportadas por los productores y Ecogás, partiendo de esa información se establecerán los tramos de gasoductos donde se prevé utilizar la estación compresora de Vasconia y analizará las respectivas imputaciones según lo manifestado por la CREG.

**3.1.4 Análisis de los Recursos de Reposición Interpuestos Contra la Resolución CREG-013 de 2003** . Mediante comunicación radicada en la CREG bajo el No. 1524 de 2000, la empresa ECOGÁS, en desarrollo de la Resolución CREG-001 de 2000, presentó a la CREG solicitud de cargos regulados para su sistema de transporte de gas natural, presentando luego información complementaria; la CREG efectuó los cálculos de transporte que se aprobaron para ECOGÁS mediante resolución CREG-013 de 2003, aplicando la metodología de las resoluciones:

- CREG – 001 de 2000
- CREG – 085 de 2000
- CREG – 007 de 2001
- CREG – 008 de 2001

Estando dentro de los términos legales Ecogás presentó Recurso de Reposición en contra de la Resolución CREG-013 de 2003 con la siguiente pretensión:

**“Acatar las disposiciones de la Res. CREG-001 de 2000 relacionadas con la determinación de los activos, inversiones y gastos AO&M para los gasoductos y que se tenga en cuenta la propuesta realizada por Ecogás”**

La CREG mediante Resolución CREG-079 de 2003, negó a la BP revocatoria de la Resolución CREG 013 de 2003. Mediante la comunicación No. E-2003-008938 la BP presentó consideraciones a la Resolución CREG-013 de 2003 y formalizó como tercero interesado ser parte en el procedimiento, tendiente a resolver los recursos de reposición. Estos recurrentes presentaron mediante documento se decreten y practiquen pruebas documentales, testimoniales, peritajes técnicos y declaraciones de parte lo cual fue negado para las dos primeras y decretaron rendición de una declaración de parte del representante legal de Ecogás.

Posteriormente mediante la circular No.19 de 2003 la CREG solicitó a los productores, comercializadores de gas natural, lo siguiente:

- Análisis de producción.
- Reservas probadas.
- Incidencias sobre las demandas de gas consideradas en la Res. CREG-013 de 2003.

Mediante auto de pruebas de noviembre 19 de 2003, la Comisión solicitó a Ecogás los escenarios de demanda **esperada de volumen y capacidad** para cada uno de los tramos de gasoductos establecidos en la Resolución CREG-013 de 2003.

Es evidente por parte de la CREG confrontar los escenarios de demanda esperada de volumen y capacidad proyectados por ellos y los proyectados por Ecogás. La empresa Ecogás suministra la información solicitada mediante comunicación con radicado E-2003-10698.

Además de Ecogás otras empresas entre los que figura:

- Gases De Occidente S.A. E.S.P.
- Gases De La Guajira S.A. E.S.P.
- Gases Del Caribe S.A. E.S.P.
- Gases Del Norte Del Valle S.A. E.S.P.
- Gas Del Risaralda S.A. E.S.P.
- Gases Del Quindío S.A. E.S.P.
- Gas Natural Del Centro S.A. E.S.P.
- Merilectrica E.S.P.

Presentaron mediante recurso de reposición las pretensiones en la cual todos coinciden:

- Modificar la Resolución CREG-013 de 2003.
- Aceptar la petición de Ecogás de mantener la tarifa actualmente vigente o sea el esquema tarifario de la Resolución CREG-057 de 1996

Los recurrentes plantean en su exposición sobre la creación de Ecogás y la construcción de los gasoductos que ésta no se debió a un estudio técnico idóneo sino a una decisión donde priman los intereses de Estado para tomar provecho de los recursos naturales; frente a este hecho la CREG manifiesta que sigue los parámetros de la ley 142 de 1994 y subsiguientes y que esta metodología tarifaria no hace diferencia entre un agente público y uno

privado al momento de aplicar estos criterios. Los recurrentes manifiestan que los cargos tarifarios vigentes son producto de una tarifa de transporte que **no contempla toda la inversión realizada** y que esta resulta conservadora en términos de demanda, y que favorece una penetración del hidrocarburo en el centro, sur y occidente del país, a lo cual la CREG responde que se baso en lo Resolución CREG- 057 de 1996 para aplicar la metodología para estimar los costos de inversión considerados bajo unos parámetros o criterios de eficiencia establecido por la Comisión como producto de la información suministrada por diferentes empresas a ECOPETROL en la construcción de los gasoductos bajo diferentes esquemas de costos de estas empresas.

La Comisión manifiesta que para que se cumpla la ley, los precios que garantizan la eficiencia económica es aquel que es superior al costo marginal que teóricamente se requeriría para producir el respectivo bien o servicio, ya que según la Comisión en los monopolios naturales (una sola infraestructura) no existe la competencia y la solución optima es la regulación de precios que reconozca costos medios eficientes.

Ecogás manifiesta a la Comisión que ésta ignora en la Resolución 013 de 2003, el carácter social con los cuales se dimensionó, estructuró e implementó el sistema de transporte Ecogás, y que esto se debe reflejar en las cifras de las tarifas, ya que el actual criterio es aquel aplicado a otros transportadores o prestadores de otros servicios; la Comisión se reitera en el hecho de que no hace diferencia al aplicar el sistema tarifario entre un agente público o privado como lo contempla la ley 142 de 1994 ya que estos son de carácter **impersonal, general y abstracto**.

Los recurrentes le piden a la CREG que tengan en cuenta el criterio de la “prudencia de inversionistas y de la inversión” que son los criterios que otros

reguladores de otros países (Estados Unidos) utilizan para validar la inversión realizada por una empresa prestadora del servicio; la CREG replica que cuando en un sistema troncal y un sistema regional el Factor de Utilización es menor a 0.5 y 0.4 respectivamente la Comisión incrementa la demanda de cada gasoducto hasta obtener el Factor de Utilización Normativo, es decir la ley ya recoge el concepto de “Prudencia del inversionista” ya que este criterio **no permite la remuneración de inversiones que no tengan una utilización adecuada.**

Este criterio de eficiencia no permite que se trasladen al usuario costos ineficientes derivados de la subutilización de los gasoductos, para efectos regulatorios, según la CREG un gasoducto está sobredimensionado cuando su factor de utilización es menor al factor de utilización normativo, según la Comisión para los cargos a Ecogás utilizó la capacidad máxima potencial de los gasoductos del sistema para efectos de estimar el Factor de Utilización en cada gasoducto.

Los recurrentes consideran que la Resolución 013 de 2003 no se ajusta a los criterios de eficiencia establecidos por la ley pues se basa en la inversión en libros de Ecogás, sin considerar si la misma es adecuada, útil, utilizada. La CREG manifiesta que gran parte de la inversión de Ecogás corresponde a la ejecutada en el período tarifario 1995 - 2002. Las anteriores obras que aprobó en cifras de inversión y en su momento dado estaban en construcción o en proceso de contratación se ejecutaron pero se presentaron diferencias entre las cifras estimadas y las obtenidas después de construidos los gasoductos bajo el criterio de **eficiencia económica y suficiencia financiera**, la Comisión reconoció los valores de los activos recibidos por Ecogás de ECOPETROL en el proceso de escisión o sea el 80% del valor en libros de ECOPETROL.

Con relación a los gasoductos de los BOMT, (Construcción, transferencia, operación y mantenimiento) Ecogás reembolsará a ECOPETROL en un período de 30 años el 70% del valor presente neto de los pagos a los contratistas de los BOMT's, la Nación asume el otro 30%. Respecto al gasoducto Mariquita- Cali la CREG encontró que el costo unitario (us\$/m-pulg) es dos veces el costo unitario promedio de los gasoductos construidos en el país por tanto reconoció el valor promedio unitario de gasoductos construidos en similares condiciones topográficas.

Es muy clara la Comisión en lo que respecta a la base sobre la cual se calculan los cargos tarifarios, basándose en la aplicación de la ley, el mecanismo es el de **precios máximos no de ingreso máximo regulado**, caso contrario como se calcula en algunos países basado en la **Tasa Interna de Retorno** donde el regulador garantiza al agente una determinada Tasa de Retorno o nivel de ingresos. La CREG se mantiene en el hecho de que no es posible la competencia en los monopolios naturales y que esta no debe establecer tarifas al monopolista teniendo en cuenta un mercado hipotético de libre competencia, y reafirma que la CREG no tiene discrecionalidad de mantener o prorrogar la vigencia de unas tarifas porque un Agente lo solicita.

Con el objeto de resolver los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG-013 de 2003, así mismo, mediante auto de pruebas a Noviembre 19 de 2003, la Comisión requirió a Ecogás para que allegara los escenarios de demanda esperada de capacidad y volumen para cada uno de los tramos de los gasoductos establecidos en la Resolución CREG-013 de 2003.

Según los productores de gas: ECOPETROL, BP EXPLORATION COMPANY (Colombia) Ltda. y TEPMA, estos indican que en la Resolución

CREG-013 de 2003, se consideró una producción muy baja para los campos de Cusiana y Cupiagua.

Después de analizar la información presentada por los productores ECOPETROL, BP, la CREG concluye:

- Las metodologías de proyección, utilizadas por ECOPETROL y BP, difieren sustancialmente. ECOPETROL se basa en la producción estimada de Guajira y Cusiana; BP se basa en el balance de oferta y demanda para el interior del país teniendo en cuenta la producción estimada para Cusiana y la proyección de demanda elaborada por la UPME.

- ECOPETROL asume que a partir del año 2012 a 2015, dependiendo del escenario, el gasoducto Ballena – Barranca no transportará gas y, acota la producción de Cusiana a 180 MPCD a partir de 2005.

En contraste con lo que asume BP, a partir del 2013 el gasoducto Ballena - Barranca deberá transportar 200 MPCD de gas al interior del país, y acota la producción de Cusiana a 180 MPCD a partir del 2005.

- Las proyecciones de BP y ECOPETROL coinciden en dos escenarios (Cusiana Base con y sin Exportaciones) cuando se considera la producción de 180 MPCD en Cusiana y también tanto en el escenario 1 de BP y los de ECOPETROL (Cusiana base con y sin Exportaciones) presentan tendencia similar en la demanda esperada para el gasoducto Ballena - Barranca, hasta el 2010

- Habrá implicaciones bajo la perspectiva de los productores de mayores flujos por los tramos de gasoductos. El Porvenir - Vasconia y menores flujos por los tramos Ballena – Vasconia debido a que se prevé que el interior del

país será atendido primordialmente con gas de Cusiana y no de Guajira como se registra en la Resolución CREG-013 de 2003.

Principalmente la mayoría del gas que se transporta en el sistema de Ecogás ingresa al sistema por los tramos Ballena - Barranca y el Porvenir - La Belleza, es en dichos tramos donde los productores manifiestan inconformidad por las demandas de volumen y capacidad consideradas en la Resolución CREG-013 de 2003.

Se analizaron las demandas presentadas por los productores y por Ecogás y se observó que en el tramo El Porvenir – La Belleza hay alta coincidencia entre Ecogás y los productores: la capacidad de transporte se acota alrededor de 150 MPCD que corresponde a la capacidad máxima de dicho gasoducto; la producción de Cusiana se prevé según los productores en 180 MPCD en el mediano plazo, esto sugiere posibles requerimientos de expansión en el sistema de transporte de Ecogás en el mediano plazo.

Respecto al tramo Ballena – Barranca hay coincidencia entre los productores y Ecogás hasta el año 6 del horizonte de proyección, que corresponde aproximadamente con el período tarifario según lo adoptado mediante la Resolución CREG-013 de 2003. Hay consistencia entre la demanda reportada por Ecogás y la capacidad máxima del gasoducto (146 MPCD). A partir de todos estos análisis la CREG determina recalcular tarifas a partir de la nueva demanda reportadas por Ecogás dando aplicación a la metodología adoptada mediante la Resolución CREG-001 de 2000, se utiliza la demanda de la UPME y el CND consideradas en la Resolución 013 de 2003, y se acotan a las capacidades máximas de los gasoductos teniendo en cuenta la nueva capacidad máxima del gasoducto Ballena - Barranca.

Para el cálculo de la estampillas, se obtiene la suma de las inyecciones al Sistema de Transporte, de los gasoductos principales:

- Ballena – Barranca
- El Porvenir – La Belleza
- Cusiana – Apiay, más la producción de Apiay
- Montañuelo y Río Ceibas

Según la información de producción reportada por ECOPETROL para los ramales se suman las demandas de los gasoductos aislados, para el cálculo de la estampilla.

La CREG toma decisiones correctivas con base a errores aritméticos cometidos en lo concerniente a que en la tabla 21 del documento CREG-014 de 2003 se indica que los gastos de AO&M correspondientes a la estación compresora de Vasconia fueron imputados al tramo de gasoducto Vasconia - La Belleza, los cálculos de los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG-013 de 2003, dichos gastos se incluyeron en el tramo Vasconia-Mariquita.

*En consecuencia se hizo necesario modificar los Art. 3 al 13 y los Anexos 5.1, 5.2, 6.1, 6.2 y 7 de la Resolución CREG-013 de 2003*

La Comisión en cesión No. 229 del día 18 de Diciembre de 2003, aprobó modificar los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogás aprobados mediante la Resolución CREG-013 de 2003.

La CREG, en la modificación del Art. 3 de Resolución CREG-013 de 2003, hizo la clasificación de los gasoductos principales y ramales. En su artículo 4 de Resolución 013 de 2003 modificó y aprobó la inversión base para de

cargos del sistema de transporte de gas a dólares de diciembre 31 de 2002, para los gasoductos y ramales.

En el mismo artículo aprueba el programa de las nuevas inversiones, se reconocen los valores así:

	<b>AÑO 1</b>	<b>AÑO 2</b>	<b>AÑO 3</b>	<b>AÑO4</b>	<b>AÑO5</b>
SISTEMA PRINCIPAL	10.899.000	3.384.000	2.923.000	2.832.000	2.833.000

La Comisión hace la especificación que los cargos aprobados están sujetos al programa de nuevas inversiones, cualquier incumplimiento en cualquiera de las inversiones previstas da lugar a ajustes y solicita al transportador que al finalizar cada año del periodo tarifario los proyectos y el monto de la inversión ejecutada en el año tarifario inmediatamente anterior deberán ser enviados a la Comisión

El artículo 5 aprobó los ajustes de las demandas esperadas de volumen y capacidad que sirvieron de base para el cálculo de los cargos que se adoptaron con la Resolución CREG-013 de 2003. En su artículo 6, se aprobaron las nuevas tasas para Ecogás: una tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de capacidad de 12.511% y una tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de volumen de 16.511%.

En su artículo 7 la Comisión aprobó el esquema de cargos de transporte ajustado, bajo el esquema de cargos de paso, determinados como la suma de los cargos individuales de cada tramo de gasoductos según el recorrido

del flujo físico de gas y los cargos estampillas correspondientes al grupo de gasoductos ramales y gasoductos principales.

Tramo Ballena-Barrancabermeja Tramo Barrancabermeja-Sebastopol Tramo Sebastopol- Vasconia Tramo Vasconia –Mariquita Tramo Mariquita –Pereira Tramo Pereira –Armenia Tramo Armenia –Cali Tramo La Belleza –Vasconia Tramo La Belleza –El Porvenir Tramo La Belleza – Cogua Tramo Cusiana –Apiay Tramo Apiay – Usme Tramo Apiay – Villavicencio –Ocoa Tramo Mariquita –Gualanday Tramo Gualanday –Neiva Tramo Montañuelo –Gualanday Tramo Ramales Boyacá –Santander Tramo Morichal – Yopal	CARGOS INDIVIDUALES DE PASO, SEGÚN EL RECORRIDO DEL GAS
Grupo de gasoductos ramales Grupo de gasoductos principales	Cargos estampillas generales, independientes del recorrido del gas

Las parejas de cargos fijos y variables para los gasoductos Morichal – Yopal y Ramales Boyacá Santander son independientes para dichos tramos y por tanto no incluyen cargos estampilla.

El artículo 8, ajusta los cargos fijos y variables regulados de referencia para la remuneración de los costos de inversión de conformidad con lo establecido

en la Resolución CREG 001 de 2000 y las demás normas que la han modificado y complementado los cuales aprobaron las parejas de cargos regulados. Para establecer la pareja de cargos fijos y variables aplicables en un punto determinado, se suman la pareja de cargos fijos y variables por distancia de cada tramo, con las dos parejas de cargos fijos y variables por estampilla establecidas para grupos de gasoductos ramales y principales. Para los gasoductos Morichal – Yopal y Ramales Boyacá – Santander no se suman las parejas de cargos fijos y variables por estampilla. Estas parejas de cargos fijos y variables establecidas están expresadas en dólares americanos de diciembre 31 de 2002, y deben actualizarse de conformidad con el artículo 5 de la Resolución CREG-001 de 2000.

El artículo 9 ajusta los gastos de administración, operación y mantenimiento AO&M, estos reconocen el 90.5% de los gastos AO&M reportados por ECOGÁS, basados en la metodología de frontera de eficiencia definida en la Resolución CREG-001 de 2000 y las demás normas que la han modificado y complementado los cuales fueron aprobados.

Estas disposiciones finales de ajuste a los errores aritméticos en los cuales la CREG incurrió, fueron aprobadas y notificadas en el Art. 3 de la Res. CREG-0125 de 2003 y debieron publicarse en diario oficial. Contra estas disposiciones contenidas en esta Resolución es bien clara la aseveración de la CREG al respecto de que no procede ***recurso alguno por la vía gubernativa.***

### **3.2 RESOLUCIÓN CREG-125 DE DICIEMBRE DE 2003**

La Resolución CREG-125 establece los cargos regulados para el Sistema de Transporte de Ecogás. Estos cargos son el producto de una serie de cálculos hechos a partir de la información que cada transportador envía a la CREG.

La CREG evalúa la información recibida y la valida contra las cifras y otro tipo de información de que disponga. En el caso de Ecogás, la CREG redujo sustancialmente las cifras enviadas, lo cual produjo unas tarifas por debajo de las expectativas de la empresa.

Para la determinación de los cargos de transporte es necesaria la siguiente información:

- El valor de los activos de la empresa, en dólares.
- El Plan de Inversiones de los próximos cinco años, en dólares.
- El estimativo de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M) para los próximos veinte años, en pesos.
- Tres a cinco escenarios de proyección de la demanda de volumen estimada para los próximos veinte años.
- Tres a cinco escenarios de proyección de la demanda de Capacidad máxima para los próximos veinte años.

En el Cuadro 2 se puede observar los valores que propuso Ecogás contra los que la CREG aprobó. En total, existe una diferencia de US\$ 406.8 millones. Es decir, la CREG estimó que los activos, inversiones y gastos de AO&M eran menores en esa cantidad, con lo cual disminuye fuertemente los ingresos de Ecogás para los próximos cinco años. Esta disminución equivale al 27.6% de la cifra reportada.

Las cifras más castigadas tuvieron que ver con el valor de los activos, que Ecogás estimó en US\$ 1,006 millones y la CREG la redujo a US\$ 662 millones, disminución que está por el orden del 34%.

## Cuadro 2. Esquema tarifario

### ESQUEMA TARIFARIO

VALORES RECONOCIDOS POR CREG vs PROPUESTA ecogás  
(Millones de Dólares de Dic. 31 de 2002)

ACTIVOS	CREG	ecogás	Diferencia
<b>ACTIVO INICIAL</b>			
BOMT's	324.0	557.4	233.4
Activos Escindidos	338.4	448.6	110.3
<b>Total</b>	<b>662.3</b>	<b>1,006.0</b>	<b>343.7</b>
<b>INVERSIONES PASADAS</b>			
BOMT's	37.7	38.5	0.7
Activos Escindidos	57.6	58.7	1.2
<b>Total</b>	<b>95.29</b>	<b>97.2</b>	<b>1.9</b>
<b>INVERSIONES FUTURAS</b>			
BOMT's	0.4	2.5	2.1
Activos Escindidos	17.3	19.0	1.7
<b>Total</b>	<b>17.75</b>	<b>21.5</b>	<b>3.8</b>
<b>GASTOS DE AO&amp;M</b>			
BOMT's	187.7	234.8	47.1
Activos Escindidos	103.2	113.5	10.4
<b>Total</b>	<b>290.9</b>	<b>348.4</b>	<b>57.5</b>
<b>GRAN TOTAL</b>			
BOMT's	549.9	833.2	283.3
Activos Escindidos	516.4	639.9	123.5
<b>Gran Total</b>	<b>1,066.3</b>	<b>1,473.1</b>	<b>406.8</b>

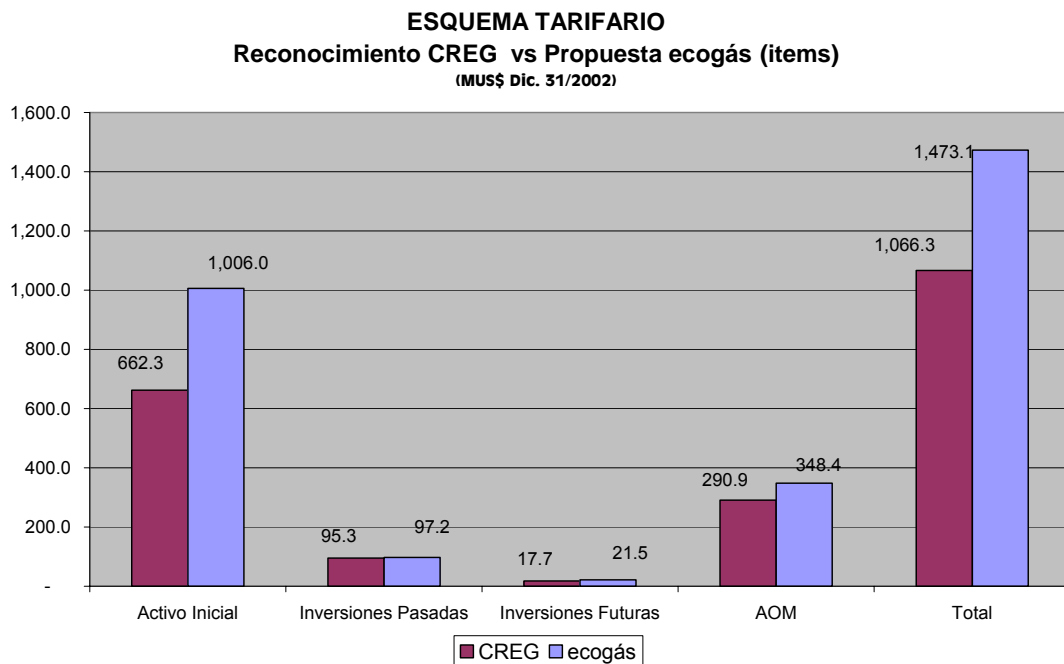
Si se mira desde el punto de vista de los gasoductos, la disminución más fuerte se dio en el tramo Mariquita – Cali, en el cual argumentó la CREG que Ecogás era bastante ineficiente, sobre todo en el valor de dicho activo. Se estimó por parte de la CREG que ese gasoducto no podía costar la cifra que se reportó y la redujo sustancialmente. En el Cuadro 3 se puede observar el mismo cuadro anterior, pero agrupadas las cifras por gasoducto:

### Cuadro 3. Esquema tarifario agrupados por gasoducto

DIFERENCIAS POR TRAMOS (Millones de dólares de Dic. 31 de 2002)				
DIFERENCIAS	CREG	ecogás	DIFERENCIA	%
Ballena - Barranca	257.5	344.6	87.1	25.3%
Mariquita - Cali	244.3	424.8	180.5	42.5%
Boyacá - Santander	48.1	63.8	15.8	24.7%
Otros	516.4	639.9	123.5	19.3%
<b>Total</b>	<b>1,066.3</b>	<b>1,473.1</b>	<b>406.8</b>	<b>27.6%</b>

La Gráfica siguiente resume, desde el punto de vista del costo o del gasto, las diferencias:

Figura 4. Esquema tarifario



Una vez la CREG aprobó las cifras que consideró apropiadas, procedió a calcular los cargos de transporte para Ecogás.

#### **4. APLICACIÓN Y ADECUACION DEL NUEVO ESQUEMA TARIFARIO EN ECOGÁS**

La aplicación del nuevo esquema tarifario, expuesto en el capítulo anterior, conllevó a una serie de cambios internos en la metodología del cobro del servicio de transporte.

Hubo necesidad de implementar una nueva adaptación del sistema de facturación Altra - GMS en cada uno de sus módulos de facturación Gas Accounting ( Medición y conteo de gas ), On System ( Cantidades Diarias Solicitadas y Aceptadas ), Custody Contract ( Módulo con Información de los Contratos de Transporte ), y en la Adaptación general de la facturación del servicio de transporte de gas.

El nuevo esquema de cargos de la Resolución CREG 125 de 2003, se implementó de manera satisfactoria en cada uno de los módulos anteriormente mencionados, enfatizando en un desarrollo que permitió el cálculo del servicio de transporte de la base de la contribución de Cuota de Fomento y del impuesto de transporte.

En las páginas siguientes, se presenta una visualización de lo que fueron las modificaciones y efectos de los nuevos cargos en el sistema de facturación de Ecogás.

Figura 5. Módulo Gas Accounting

**Altra Energy Gas Accounting - C Aparicio - Paralelo**

File Gas Accounting GMS Window About GMS

Accounting Period: **Noviembre 2004**  
 Production Date: **Noviembre 2004**  
 Currency: **USD** Unit: **Kpc**  
 Pipeline: **ECOGAS**  
 Entity: **ECOGAS**

Initialize  
 Purchase/Sales  
 Custody  
 Administration

**Enter Quantities for Meter Apiay**

Meter: **Apiay** Previous Next  
 Filter on Operator

Data Entry Filter  
 Kpc  MBtu  Heating Values Only

Monthly Kpc: **240.000** Average BtuHV: **1.1083**

Monthly Pressure Base  
 Dry  Saturated  
 Pressure Base: **14.65**

New Quantities/HV  
 Begin Day: **1** End Day: **1**  
 New Kpc:  New BtuHV:   
 Total for Day Range  
 Estimate Actual

Pipeline Heating Value - Update all Meters for Pipeline  
 Enter Heating Value for: 11/2004 Pipeline: ECOGAS HV:  Apply

Meter	Description	DIR	AliasPIPE	AliasMETER
▶ Apiay	Apiay	Rec		
BALLENA	Ballena	Rec		
Ballena_C	Ballena Recibo Dinagas	Rec		
Barranca	Barrancabermeja	Rec		
Cusiana	Cusiana	Rec		
Cusiana_CPI	Cusiana CPF (BP)	Rec		
Dina_RC	Dina Recibos Gas Rio Ceibas	Rec		
Gualanday	Recibo de gas en Gualanday	Rec		
Guepaje	Guepaje	Rec		
Montanuelo	Montanuelo	Rec		
Morichal	Morichal	Rec		
Sebastopol_	Sebastopol - Cali	Rec	ECOGAS	Sebastopol_R

Day	E/A/N Flag	Kpc	BtuHV	MBtu
1	Estimate	8000	1.10834	8867
2	Estimate	8000	1.10834	8867
3	Estimate	8000	1.10834	8867
4	Estimate	8000	1.10834	8867
5	Estimate	8000	1.10834	8867
6	Estimate	8000	1.10834	8867
7	Estimate	8000	1.10834	8867
8	Estimate	8000	1.10834	8867
9	Estimate	8000	1.10834	8867
10	Estimate	8000	1.10834	8867
11	Estimate	8000	1.10834	8867
12	Estimate	8000	1.10834	8867
13	Estimate	8000	1.10834	8867
14	Estimate	8000	1.10834	8867
15	Estimate	8000	1.10834	8867
16	Estimate	8000	1.10834	8867
17	Estimate	8000	1.10834	8867
18	Estimate	8000	1.10834	8867
19	Estimate	8000	1.10834	8867
20	Estimate	8000	1.10834	8867
21	Estimate	8000	1.10834	8867
22	Estimate	8000	1.10834	8867
23	Estimate	8000	1.10834	8867
24	Estimate	8000	1.10834	8867
25	Estimate	8000	1.10834	8867
26	Estimate	8000	1.10834	8867
27	Estimate	8000	1.10834	8867
28	Estimate	8000	1.10834	8867
29	Estimate	8000	1.10834	8867
30	Estimate	8000	1.10834	8867

Inicio Mis documentos Bandeja de entra... gasesdefinitivo - ... gasesdefinitivo1 ... Altra Energy Gas... ES 07:34 a.m.

Figura 6. Módulo Custody Contract

Altra Energy Custody Contract Administration-CAparicio-Paralelo

File CustodyContract GMS Window Help

Noviembre 19 2004  
 Currency USD Unit Kpc  
 Pipeline ECOGAS  
 Entity ECOGAS

Defaults Cust K Misc Partner Pipeline Station Proy Report

**Custody Update**

Pipeline: ECOGAS Contract Type: Transport  
 Contract ID: ESTF0398\_F Service Level: Firme-I  
 Shipper: ECOPETROL Production Month / Year: NOVIEMBRE 2004  Select by Month

Capacity and Monthly Info Commodity Provision Fuels Points Storage Points Reservations Released Contracts

Show all Contracts

Reservation Info												
Contract	RecMeter	DelMeter	ComponentTyp	Rate	Dmd Type	LevelT	Lvl	Demand Rate	Currency	Rate Unit	Level Qty	
▶ ESTF0398_	BALLENA	All	CargoFijo	Rec	Monthly	Bas	1	13.4120	USD	Kpc	0.	
* ESTF0398_	BALLENA	All	CargoFijoAC	Rec	Monthly	Bas	1	24993.0000	USD	Kpc	0.	

Inicio Mis docume... Bandeja de ... gasesdefiniti... gasesdefiniti... Altra Energ... Altra Energ... ES 07:36 a.m.

Figura 7. Módulo On Systems

Altra Energy Pipeline Operations-CAparicio-Paralelo

File OnSystem GMS Window Help

Noviembre 19 2004

Pipeline: ECOGAS  
Shipper:  
Nom Unit: Dth

Maintain Nominations

Nominations  
 Confirmation  
 Allocations  
 Administration

Maintain Nominations

Recs  
 Dels

Force to Balance

Refresh Total Fuel Charge

FILTERS & OPTIONS Non-Pathed [ 0 ] Pathed Non-Threaded [ 0 ] Pathed Threaded [ 21 ] Totals

Threaded Nominations [ 21 ]												
Pipeline	Contract	Rec Entity	Rec Meter	Description	Trans	Upstream Entity	Del Entity	Del Meter	Description	Downstream	Downstr	
▶ ECOGAS	ESTF0398_D_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	DEF	ECOPETROL	ECOPETRI	Drummond	Drummond	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_D_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPP	ECOPETROL	ECOPETRI	Drummond	Drummond	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_D_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPS	ECOPETROL	ECOPETRI	Drummond	Drummond	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	DEF	ECOPETROL	ECOPETRI	Barranca E	Barranca	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPP	ECOPETROL	ECOPETRI	Barranca E	Barranca	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPS	ECOPETROL	ECOPETRI	Barranca E	Barranca	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	DEF	ECOPETROL	ECOPETRI	CIB_E	Entregas al	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPP	ECOPETROL	ECOPETRI	CIB_E	Entregas al	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPS	ECOPETROL	ECOPETRI	CIB_E	Entregas al	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	DEF	ECOPETROL	ECOPETRI	ECP-Turbog	Consumo	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPP	ECOPETROL	ECOPETRI	ECP-Turbog	Consumo	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_F	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	IPS	ECOPETROL	ECOPETRI	ECP-Turbog	Consumo	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_O	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	DEF	ECOPETROL	ECOPETRI	Barranca E	Barranca	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTF0398_V	ECOPETROL	BALLENA	Ballena	DEF	ECOPETROL	ECOPETRI	Barranca E	Barranca	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTI032002_I	ECOPETROL	Tello	Dina Tello Recibo	DEF	ECOPETROL	ECOPETRI	Dina_ECP	Dina-Ecopet	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTI032002_I	ECOPETROL	Tello	Dina Tello Recibo	IPP	ECOPETROL	ECOPETRI	Dina_ECP	Dina-Ecopet	NONE	ECOPET	
ECOGAS	ESTI032002_I	ECOPETROL	Tello	Dina Tello Recibo	IPS	ECOPETROL	ECOPETRI	Dina_ECP	Dina-Ecopet	NONE	ECOPET	

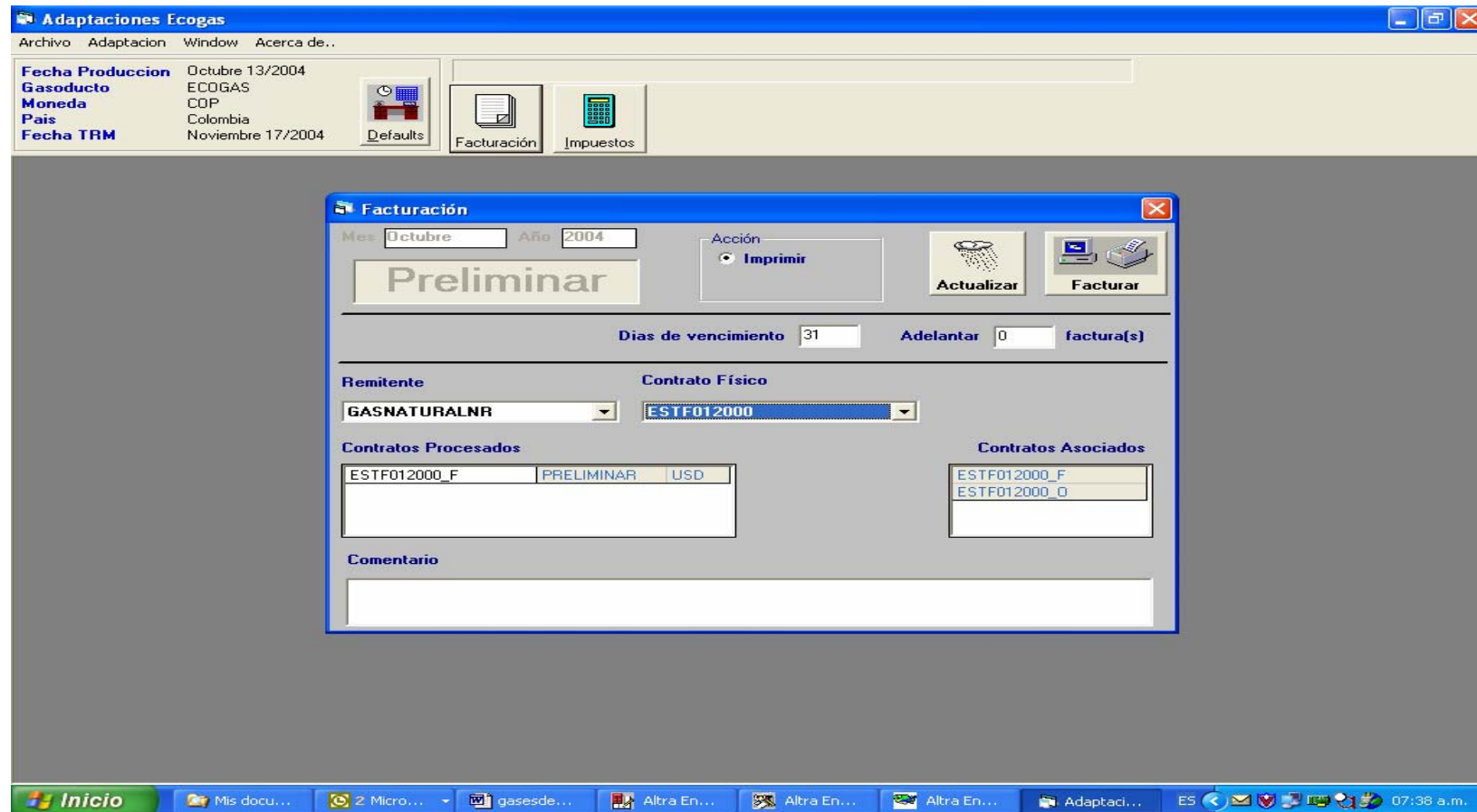
Nominated  
 Kac  
 Nominated

1	0	9	0	17	0	25	0	1	0	9	0	17	0	25	0
2	0	10	0	18	0	26	0	2	0	10	0	18	0	26	0
3	0	11	0	19	0	27	0	3	0	11	0	19	0	27	0
4	0	12	3428	20	0	28	0	4	0	12	3441	20	0	28	0
5	0	13	3428	21	0	29	0	5	0	13	3441	21	0	29	0

Carry Change Through:  
 End of Mth  
 Current Day  
 Range/Hr

Inicio Mis docume... 2 Microsof... gasesdefinit... Altra Energ... Altra Energ... Altra Energ... ES 07:37 a.m.

Figura 8. Adaptación de Facturación



## **5. COMPARATIVO DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL PARA VARIOS TRANSPORTADORES**

La expedición del esquema de tarifas para el Sistema de Transporte de Ecogás, mediante la Resolución CREG-125 de diciembre de 2003 ha generado diversos comentarios tanto adversos como favorables. En última instancia, fácilmente se puede comprobar que el tipo de comentario depende de la orilla desde donde se esté emitiendo. En general, la mayoría de agentes involucrados en el sector del gas natural vería con buenos ojos un esquema tarifario con unos cargos más bajos que los aprobados, por cuanto ello les permite operar con mayores márgenes o, en el mejor de los casos, poder ofrecer un producto más competitivo que podría hacer que la demanda del producto creciera, con un aumento de sus ventas, y por ende, de sus ganancias.

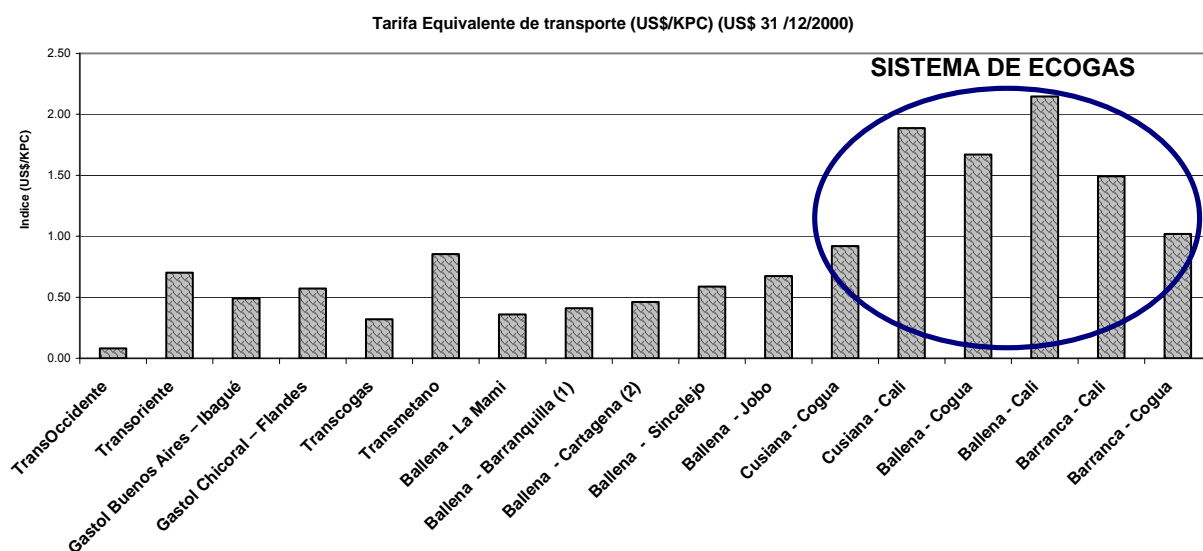
En otros capítulos de este proyecto, hemos podido apreciar los puntos de vista de los recurrentes de la Resolución CREG-13 de 2003 y sacar conclusiones. Al sector distribuidor le conviene que los cargos bajen para así, vía precios más bajos, aumentar sus ventas de gas. Para ello, han argumentado que los activos de Ecogás son ineficientes, subutilizados y que por consiguiente, no se debe cargar a la tarifa la porción del gasoducto que no se está utilizando, con lo cual, los cargos de transporte bajarían. Este análisis aparentemente ceñido a la lógica, no lo es tanto si se profundiza un poco más en el tema.

Primero que todo, si bien se observa cierto nivel de subutilización en algunos gasoductos del Sistema de Transporte de Ecogás, tampoco es menos cierto que Ecogás no puede diseñar, construir, operar y mantener gasoductos

hechos a la medida de la demanda de hoy día. Hay que emplear una visión futurista y prever que la demanda aumenta consistentemente con los años, que los mercados se pueden ampliar a otros sectores no involucrados en el presente, que el gasoducto en el día de mañana se puede prolongar más allá de las fronteras y que para ello se debe diseñar un gasoducto de mayor capacidad que el necesario para el momento presente. Por consiguiente, la subutilización de ciertos gasoductos no debe ser argumento para presionar la disminución en los cargos de transporte.

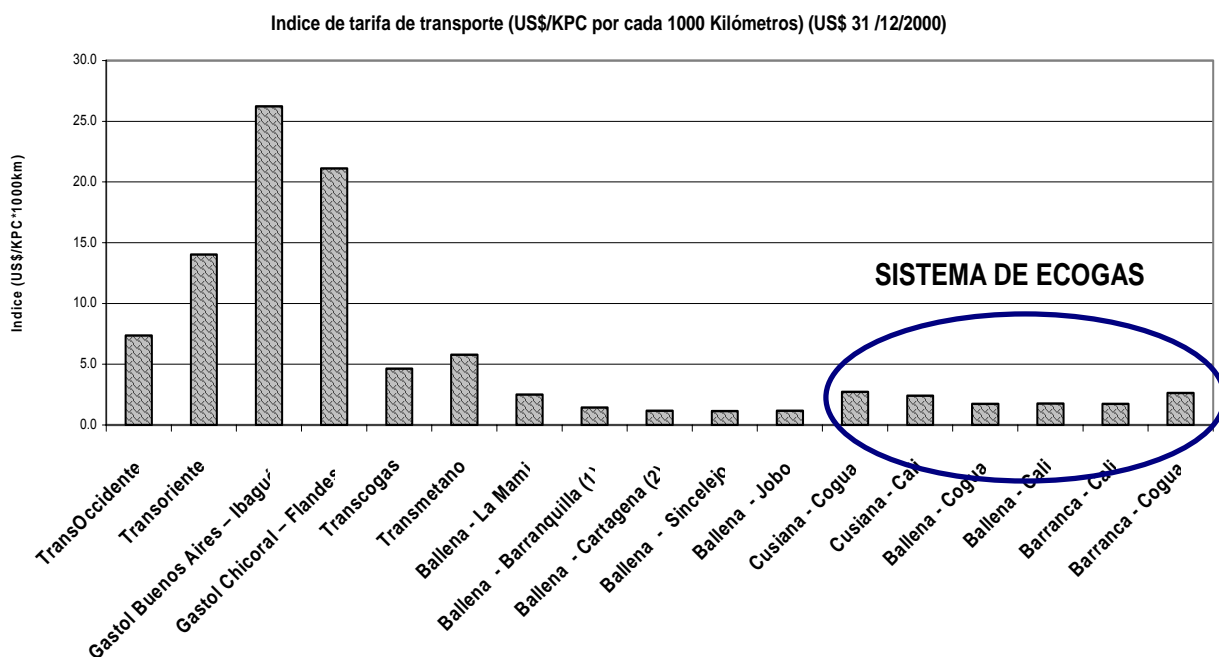
Además, si bien es cierto que por lo general los cargos de transporte del sistema de EcoGás son más altos que el de la mayoría de transportadores, también lo es que los gasoductos de EcoGás cubren distancias considerablemente mayores. Entonces, el análisis no se debe realizar sobre los cargos de transporte solamente, sino sobre los cargos de transporte por unidad de longitud de dichos gasoductos. Para precisar más las conclusiones anteriores podemos mirar la Figura 9.

**Figura 9. Gráfica comparativa de tarifas para algunos transportadores**



Observando la Figura 10, se puede decir que los cargos de transporte para los gasoductos pertenecientes a Ecogás son más altos, en general. Ahora observemos el mismo cargo, pero promediado por cada mil Km. de gasoducto.

**Figura 10. índice de tarifa de transporte**



Los gasoductos de Ecogás son los menos costosos del país.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para Ecogás tiene mayor incidencia la Resolución 001 de 2000 ya que establece parámetros que se ajustan con la realidad operativa de la empresa, y se pueden definir mas claramente los parámetros a seguir para la facturación en el sistema de transporte de gas, esto redundo en que la empresa en todos los escenarios de demanda a futuro presente escenarios positivos de flujos de caja que facilitan la toma de decisiones y la hacen prevalecer como uno de los activos estratégicos de la Nación.
- Hay que reconocer que los cargos de transporte del sistema de Ecogás son más altos que el de la mayoría de transportadores, también lo es que los gasoductos de Ecogás cubren distancias considerablemente mayores. Por lo tanto, no se debe realizar un análisis centrado sobre los cargos de transporte solamente, sino sobre los cargos de transporte por unidad de longitud de dichos gasoductos lo cual resulta a la larga más beneficioso para el usuario.
- El nuevo esquema tarifario para Ecogás no afectó el normal desarrollo de las actividades que conllevan al proceso de facturación. Sin embargo, hubo necesidad de realizar nuevos desarrollos e implementaciones, los cuales fueron satisfactorios, cumpliendo tanto interna como externamente con las obligaciones que el proceso de facturación conlleva.
- La gran mayoría de los remitentes de Ecogás ya han actualizado sus cargos de transporte bajo el nuevo esquema tarifario, sin que se hayan presentado trastornos operativos ni comerciales. Desde el punto de vista de la facturación, la relación transportador-remitente-usuario no conllevó a ningún cambio ni a ningún requerimiento de alguna de las partes.

- Es recomendable para la Empresa Colombiana de gas – Ecogás realizar un estudio del impacto que genera en su rentabilidad y sostenibilidad el hecho de que la Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG subestimara los activos y gastos de AOM en US\$ 406.8 Millones. Este estudio sirve de base a futuro para la futura planeación de los ingresos y de las tarifas de Ecogas.

## BIBLIOGRAFÍA

- **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.

- **Resolución Creg 085 de 2000**

Por la cual se modifican y aclaran algunas disposiciones contenidas en la Resolución CREG-001 de 2000.

- **Resolución Creg 007 de 2001**

Por la cual se modifican las tasas de costo de capital invertido, de que trata el numeral 3.1 de la Resolución CREG-001 de 2000, y se establece un procedimiento para su determinación.

- **Resolución Creg 008 de 2001**

Por la cual se modifican y aclaran algunas disposiciones contenidas en las Resoluciones CREG-001 y CREG-085 de 2000.

- **Resolución Creg 073 de 2001**

Por la cual se modifica el numeral 3.2.3 de la Resolución CREG-001 de 2000.

- **Resolución Creg 016 de 2002**

Por la cual se modifica el Artículo 4º. De la Resolución CREG-085 de 2000.

- **Resolución Creg 013 de 2003**

Por la cual se establecen los Cargos Regulados para el Sistema de Transporte de ECOGAS.

- **Resolución Creg 125 de 2003**

Por la cual se resuelven los Recursos de Reposición interpuestos contra la Resolución CREG-013 de 2003, mediante la cual se establecen los Cargos Regulados para el Sistema de Transporte de ECOGAS, procedimiento en el cual se hizo parte BP EXPLORATION COMPANY como “tercero interesado”.

- **Página Website Comisión Reguladora de Energía y Gas :  
[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)**