



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y  
COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL PARA  
LOS MUNICIPIOS DE BARRANCABERMEJA Y  
YONDO Y LOS CORREGIMIENTOS DE PUENTE  
SOGAMOSO Y EL PEDRAL**

**DOCUMENTO CREG-017**  
MARZO 23 DE 2004

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

## CONTENIDO

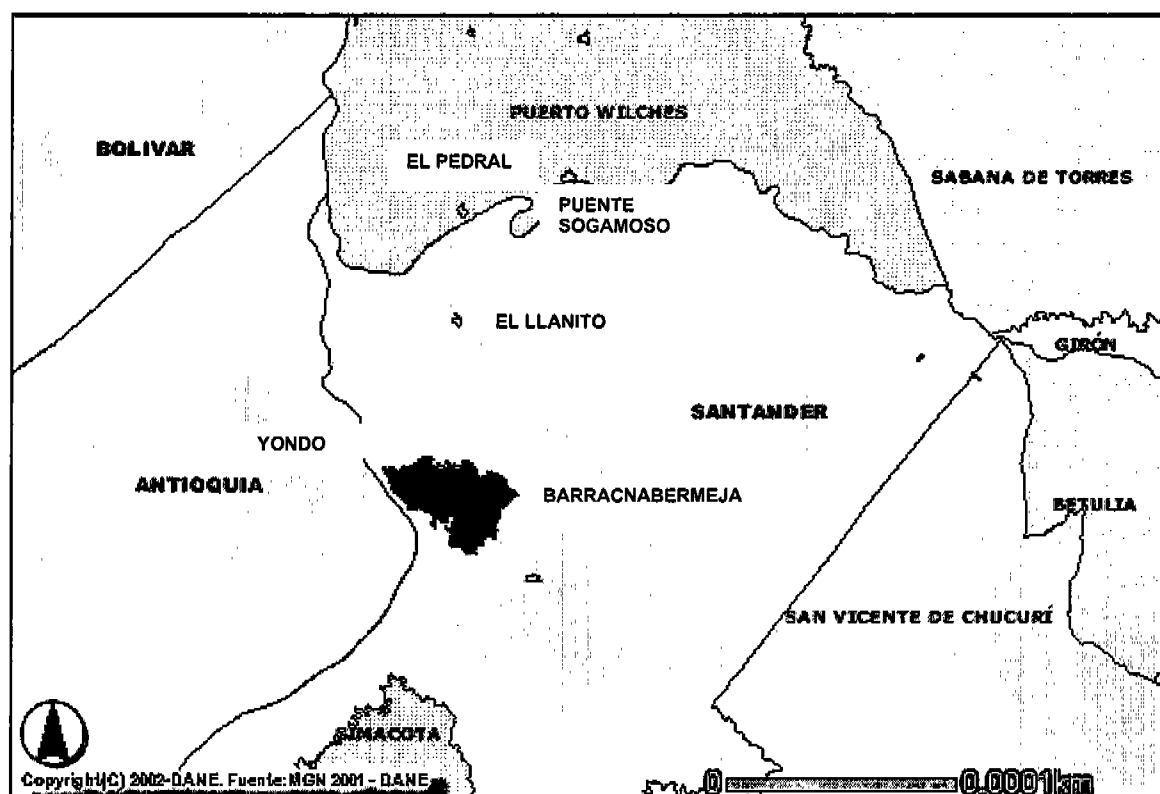
<b>1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>281</b>
<b>1.1. SUPUESTOS E INDICES UTILIZADOS.....</b>	<b>283</b>
<b>2. CARGO DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>283</b>
<b>2.1. SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA .....</b>	<b>283</b>
2.1.1. <i>Mercado Relevante.....</i>	283
2.1.2. <i>Inversión Base .....</i>	284
2.1.3. <i>Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.....</i>	284
2.1.4. <i>Demandas de Volumen .....</i>	285
<b>2.2. ANALISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA .....</b>	<b>286</b>
2.2.1. <i>Mercado Relevante.....</i>	286
2.2.2. <i>Inversión Base .....</i>	287
2.2.2.1. <i>Inversión Existente.....</i>	287
Activos Reconocidos en la Anterior Revisión Tarifaria.....	287
Inversiones Efectivamente Ejecutadas Durante el Período Tarifario .....	288
2.2.2.2. <i>Programa de Nuevas Inversiones.....</i>	290
2.2.2.3. <i>Criterio de Eficiencia en redes secundarias.....</i>	291
2.2.2.4. <i>Propiedad del Sistema de Distribución .....</i>	291
2.2.2.5. <i>Resumen de la Inversión Base .....</i>	291
2.2.3. <i>Demanda Esperada de Volumen.....</i>	292
2.2.4. <i>Gastos de AO&amp;M.....</i>	294
2.2.4.1. <i>AOM asignable a redes primarias.....</i>	296
2.2.5. <i>Comparativo de cifras.....</i>	296
<b>2.3. CARGO MÁXIMO DE DISTRIBUCION .....</b>	<b>297</b>
<b>3. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN .....</b>	<b>297</b>
<b>3.1. SOLICITUD TARIFARIA.....</b>	<b>297</b>
3.1.1. <i>Mercado Relevante.....</i>	298
3.1.2. <i>Gastos de AOM .....</i>	298
<b>3.2. CARGO DE COMERCIALIZACIÓN.....</b>	<b>298</b>
3.2.1. <i>Gastos de AOM .....</i>	298
3.2.2. <i>Cálculo del Cargo de Comercialización.....</i>	299
<b>4. PROPUESTA A LA CREG.....</b>	<b>300</b>
<b>4.1. CARGO DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>300</b>
<b>4.2. CARGO DE COMERCIALIZACIÓN.....</b>	<b>300</b>

## **CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL PARA LOS MUNICIPIOS DE BARRANCABERMEJA, YONDO, Y LOS CORREGIMIENTOS DE PUENTE SOGAMOSO, EL PEDRAL Y EL LLANITO SOLICITADOS POR LA EMPRESA GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP.**

### **1. ANTECEDENTES**

**GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. ESP** (en adelante **GASES DE BARRANCABERMEJA**) es una compañía de carácter privado dedicada a la actividad de distribución y comercialización de gas natural. Actualmente **GASES DE BARRANCABERMEJA** es propietario, opera y mantiene el Sistema de Distribución que atiende los municipios de Barrancabermeja, Yondó y los corregimientos de Puente Sogamoso y El Pedral pertenecientes al municipio de Puerto Wilches. El número actual de usuarios atendidos es de 38.848. La empresa inició la prestación del servicio en 1987.

**Esquema del Área de Influencia de la Empresa**



El cargo de distribución vigente para **GASES DE BARRANCABERMEJA** corresponde al cargo aprobado por la Comisión mediante Resolución CREG 107 de 1996. En dicha Resolución se aprobó un cargo promedio máximo de \$118.29 / m<sup>3</sup> expresado en valores de diciembre de 1996.

En este documento se presenta el análisis de la solicitud tarifaria formulada por la empresa, la información utilizada y el cálculo de los cargos máximos aplicables a los municipios de Barrancabermeja, Yondó y los corregimientos de Puente Sogamoso, El Pedral y El Llanito en el Departamento de Santander para el período **2003-2007**, según solicitud de la empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA** acorde con la metodología establecida en la Resolución CREG-011 de 2003 (en adelante *Resolución 11*).

Para tal efecto se dispone de la información contenida en los siguientes documentos

Asunto	Fecha	Radicado CREG
Solicitud de cargos de distribución (Dt) y comercialización (Co)	Abril 30 de 2003	E2003-004374
Solicitud de cargos de distribución (Dt) y comercialización (Co), segundo informe.	Mayo 30 de 2003	E2003-005536
Expediente tarifario – complemento	Junio 6 de 2003	E2003-005799
Publicación resumen solicitud tarifaria	Junio 12 de 2003	E2003-005960
Solicitud información adicional	Julio 8 de 2003	S2003-002214
Respuesta comunicación S2003-002214	Agosto 4 de 2003	E2003-007516
Publicación resumen de la solicitud tarifaria, complemento	Agosto 6 de 2003	E2003-007536
Solicitud aclaración información AOM	Agosto 11 de 2003	S2003-002655
Respuesta comunicación S2003-002655	Septiembre 15 de 2003	E2003-008629
Solicitud de aclaraciones	Octubre 7 de 2003	S2003-003196
Respuesta comunicación S2003-003196	Octubre 15 de 2003	E2003-009806
Remisión presentación supuestos proyección de demanda	Octubre 30 de 2003	E2003-010125
Traslado informe sobre la verificación de activos reportados	Noviembre 6 de 2003	S2003-003506
Respuesta comunicación S2003-003506	Diciembre 4 de 2003	E2003-011034
Traslado concepto metodología de demanda UPME	Diciembre 3 de 2003	E2003-003782
Respuesta concepto UPME	Diciembre 12 de 2003	E2003-011359
Solicitud información de impuestos municipales	Febrero 4 de 2004	S2004-000248
Respuesta de la Empresa a la comunicación S2004-000248	Febrero 11 de 2004	E2004-001055

## 1.1. SUPUESTOS E INDICES UTILIZADOS

Para el cálculo de los cargos de Distribución y Comercialización de que trata el presente documento se han utilizado los siguientes supuestos de tipo general:

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Fuente</b>
Tasa de descuento	16.06%	Costo de Promedio de Capital Invertido, Resolución CREG 045 de 2002
Índice de Precios al Productor		Banco de la República
Escenario Macroeconómico		DNP
Precios de combustibles sustitutos		UPME
Fecha Base	31 de Diciembre de 2002	Resolución 11

## 2. CARGO DE DISTRIBUCIÓN

### 2.1. SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA

El 30 de abril de 2003, la empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA** presentó a la CREG su solicitud tarifaria para el mercado relevante que comprende los municipios de Barrancabermeja, Yondó y los corregimientos de Puente Sogamoso, El Pedral y El Llanito. A continuación se describe brevemente la solicitud de la empresa y en la sección 3 se presenta el análisis detallado de dicha solicitud.

#### 2.1.1. Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución 11, el Mercado Relevante de distribución propuesto por la empresa es el siguiente:

Mercado Relevante	<b>Municipios</b>	<b>Corregimientos</b>
	Barrancabermeja	Puente Sogamoso
	Yondó	El Pedral
		El Llanito

### 2.1.2. Inversión Base

La empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA** presenta el rubro de inversión desagregado en dos componentes: i) monto de la inversión existente y; ii) las nuevas inversiones previstas para ejecutar durante el período tarifario.

**Inversión Existente:** La empresa reporta como inversión existente a 31 de diciembre de 2002 la suma de \$12.231.088.469 (dic. 31/02) correspondiente al activo conformado como se resume a continuación:

**Tabla 1**  
*Inversión Existente (\$ Dic de 2002)*

<b>Activos inherentes a la operación</b>	<b>\$11.495.182.895</b>
Gasoductos y Derivaciones	\$1.221.250.993
Redes de Distribución	\$9.499.411.560
Estaciones de Regulación y Medición	\$748.103.465
UC no contempladas por la CREG	\$26.416.877
<b>Otros activos</b>	<b>\$735.905.574</b>
Activos calidad del servicio	\$0
<b>Total</b>	<b>\$12.231.088.469</b>

UC: Unidades Constructivas

**Programa de Nuevas Inversiones:** La empresa reporta como programa de nuevas inversiones para ejecutar en el período 2003-2007 la suma de \$347.612.695 (dic. 31/02) desagregados como se muestra a continuación:

**Tabla 2**  
*Programa de Inversiones (\$ Dic de 2002)*

Descripción	Valor 2003-2007
<b>Activos inherentes a la operación</b>	<b>\$327.936.504</b>
Redes de alta presión	\$0
Redes de Distribución	\$113.607.423
Estaciones de Regulación y Medición	\$0
UC de Calidad	\$58.676.927
UC especiales	\$125.534.103
UC no contempladas por la CREG	\$30.118.051
<b>Otros activos</b>	<b>\$19.676.190</b>
<b>Total</b>	<b>\$347.612.695</b>

UC: Unidades Constructivas

### 2.1.3. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

Para 2002, la Empresa reportó como gastos de Administración, Operación y Mantenimiento en la actividad de distribución los valores que se muestran en la Tabla 3.

**Tabla 3**  
**Gastos AOM – Distribución**

<b>Año</b>	<b>\$ de 31 de Diciembre de 2002</b>
2003	3.538.521.434
2004	3.591.866.376
2005	3.114.904.692
2006	3.210.777.804
2007	3.249.865.718
2008	3.249.865.718
2009	3.249.865.718
2010	3.249.865.718
2011	3.249.865.718
2012	3.249.865.718
2013	3.249.865.718
2014	3.249.865.718
2015	3.249.865.718
2016	3.249.865.718
2017	3.249.865.718
2018	3.249.865.718
2019	3.249.865.718
2020	3.249.865.718
2021	3.249.865.718
2022	3.249.865.718

El valor presente neto de la proyección de gastos AOM, (Tasa de descuento del 16.06%) es de **\$19.601.389.455** (Dic 31 de 2002).

El valor de “terrenos e inmuebles” reportado por la empresa, a partir de la información de catastro es de \$769.910.000 (\$ Dic de 2002).

#### **2.1.4. Demandas de Volumen**

La empresa reporta un escenario de proyección de demanda conforme a lo establecido en la Resolución 11. En la Tabla 3 se muestran las respectivas cifras.

**Tabla 4**  
**Demandas de Volumen de GASES DE BARRANCABERMEJA**

<b>Año</b>	<b>Demanda Anual Esperada de Volumen (m<sup>3</sup>)</b>
2003	11.664.106
2004	11.618.970
2005	11.575.629
2006	11.529.985
2007	11.481.989
2008	11.431.365
2009	11.317.262

2010	11.203.849
2011	11.091.118
2012	10.979.063
2013	10.867.676
2014	10.756.950
2015	10.646.882
2016	10.537.462
2017	10.428.685
2018	10.363.437
2019	10.298.188
2020	10.232.940
2021	10.167.691
2022	10.102.442

Fuente: Radicado CREG E2003-005799

## 2.2. ANALISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA

### 2.2.1. Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución 11 y con la propuesta de la empresa se aprueba el mercado relevante conformado como se muestra a continuación y como queda contenido en la Resolución respectiva.

Mercado Relevante	Municipios	Corregimientos
	Barrancabermeja	Puente Sogamoso
	Yondó	El Pedral

El corregimiento de El Llanito que pertenece al municipio de Barrancabermeja, queda incluido en este Mercado Relevante, conforme lo establece la metodología que determina cargos por municipio o grupo de municipios. No obstante, si bien la metodología prevé que la conformación se mercados relevantes se efectúa por municipios, para este caso se observa lo siguiente;

- La red de distribución que posee la empresa cubre parte de otro municipio, y su solicitud no lo incluye como parte de su mercado.
- Para el municipio de Puerto Wilches, al cual pertenecen los corregimientos de Puente Sogamoso y El Pedral, se presentó una solicitud tarifaria por parte de otra empresa.
- Los usuarios de los corregimientos de Puente Sogamoso y El Pedral están conectados al sistema de distribución de GASES DE BARRANCABERMEJA.
- La red de la empresa solicitante cubre solo una parte rural colindante con la de otro municipio que si hace parte del mercado propuesto. Es decir, la mayor parte del municipio no es atendida por la empresa en la actualidad.

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera razonable mantener el sistema de distribución que actualmente opera la peticionaria (GASES DE BARRANCABERMEJA), lo cual no



implica que el cargo que se aplica en Puente Sogamoso y El Pedral cubre la totalidad del territorio municipal de Puerto Wilches. En todo caso, quien desee prestar el servicio para el municipio de Puerto Wilches, con excepción de los corregimientos de Puente Sogamoso y El Pedral, deberá aplicar los cargos aprobados para dicho municipio, según la solicitud de Gas Natural del Oriente S.A. ESP.

## 2.2.2. Inversión Base

La Resolución 11 establece que la Inversión Base a reconocer tiene tres componentes: i) activos reconocidos en la anterior revisión tarifaria; ii) inversiones eficientes efectivamente ejecutadas durante el periodo tarifario y; iii) las inversiones previstas para el siguiente periodo tarifario. A continuación se detallan los principales aspectos en cada componente de la Inversión Base solicitada por la empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA**, y se presentan los valores que se proponen aprobar para calcular las tarifas de referencia a aplicar en el periodo 2003-2007.

### 2.2.2.1. Inversión Existente

- **Activos Reconocidos en la Anterior Revisión Tarifaria**

De acuerdo con el documento CREG-104 del 26 de Noviembre de 1996, la Comisión aprobó a **GASES DE BARRANCABERMEJA** una inversión existente en sistemas de distribución a 31 de Diciembre de 1995, **\$3.493.953.560** (suma expresada en valores de diciembre de 1996<sup>1</sup>), que equivalen a **\$6.610.915.227** del 31 de Diciembre de 2002. En la Tabla 5 se presenta el detalle de la inversión base reconocida en el periodo tarifario anterior.

**Tabla 5**  
*Inversión Existente (\$ de Dic de 1996) Aprobada Resolución CREG 107 de 1996*

Descripción	Costo Total Descontado
Inversión en Redes	\$266.196.199
Inversión en Activos Fijos	\$310.480.148
Inversión en Sistema de Distribución	\$3.493.953.560
Otros Activos	\$1.593.316.000
<b>Total</b>	<b>\$5.663.945.907</b>

Fuente: Documento CREG 104 del 26 de Noviembre de 1996, Hoja de cálculo, elaborada por la CREG para el cálculo del cargo de distribución.

La Resolución 11, en su artículo 7.2, establece que la Inversión Existente incluye "i. Los activos existentes en la última revisión tarifaria, reportados por la empresa, tal como fueron

<sup>1</sup> Fuente: Documento CREG-104 de 1996

considerados y valorados en dicho momento por la Comisión". Adicionalmente, la misma resolución establece en su artículo 7.6, que para el cálculo del cargo promedio de distribución "la inversión existente se refiere a precios de la Fecha Base utilizando el Índice de Precios al Productor reportado por el Banco de la República".

De acuerdo a lo anterior, para el caso de GASES DE BARRANCABERMEJA los activos existentes en la última revisión tarifaria fueron considerados y valorados por la Comisión a precios de Diciembre de 1996 (según el anexo del Documento CREG 104 de 1996, el valor de los activos estaba expresado en pesos de diciembre de 1996), y por lo tanto el factor de actualización (IPP del Banco de la República) que se debe utilizar para determinar el valor de los activos existentes a la Fecha Base es igual a 1,9504. (La inversión aprobada mediante la Resolución CREG 107 de 1996 se muestra en la Tabla 5)

Por su parte, GASES DE BARRANCABERMEJA hace una interpretación diferente y realiza la actualización del valor de la inversión existente considerando que los activos existentes en la revisión tarifaria anterior estaban expresados en valores del 1 de enero de 1996, con lo cual aplica un factor igual a 2,2331.

- **Inversiones Efectivamente Ejecutadas Durante el Período Tarifario**

Las inversiones efectivamente ejecutadas corresponden a las reportadas por la empresa en la solicitud tarifaria de 2003. A continuación se presenta un resumen de las unidades constructivas y las cantidades ejecutadas entre 1996 y 2002.

**Tabla 6**  
*Inversión Efectivamente Ejecutada en el Período 1996-2002 (\$Dic de 2002)*

Descripción	Unidad	Cantidad	\$/unidad	Valor Total
Tubería de Polietileno de ¾"	Metros	70.739	10.434	738.122.735
Tubería de Polietileno de 2"	Metros	3.204	12.190	39.056.058
Tubería de Polietileno de 3"	Metros	1	23.989	23.989
Estaciones de Regulación	Unidades	3	130.674.452	378.370.801
<b>Total</b>				<b>1.155.573.584</b>

Fuente: Solicitud tarifaria, radicado E2003-007516, Cálculos CREG

Es importante aclarar que los valores unitarios presentados en esta Tabla corresponden a los costos unitarios reconocidos por la Comisión en el período tarifario anterior y actualizados a precios de diciembre de 2002 con el índice de precios al productor reportado por el Banco de La República (1.9504) de conformidad con la Resolución 11.

- **Resultado del proceso de Auditoría de Activos**

De acuerdo a lo establecido en el Anexo 9 de la Resolución 11, la Comisión adelantó la verificación de la calidad de la información reportada por la empresa **GASES DE**

**BARRANCABERMEJA.** Como resultado de esta verificación, la Dirección Ejecutiva de la Comisión remitió a la empresa el informe de la auditoría para la consideración de las observaciones presentadas. La empresa dio respuesta a las observaciones con las justificaciones del caso.

A partir de lo anterior, se corrige la denominación de las estaciones de regulación que habían sido reportadas como ERP 3T1, las cuales fueron verificadas por la Auditoría encontrando que corresponden al tipo ERP 5T1. La empresa manifestó en la comunicación radicada con el número E2003-011034 que efectivamente existía un error en la clasificación de las Estaciones de Regulación denominadas 3T1, las cuales corresponden a la denominación 5T1. Con base en lo anterior, se hizo la reclasificación respectiva.

Teniendo en cuenta que la muestra analizada cumple con los requerimientos técnicos para generar una representación del hecho que se pretende verificar, se acepta la precisión de la información reportada por la empresa a la Comisión, en razón a que se cumplen las condiciones establecidas en el Anexo 9 de la Resolución 11, sobre la verificación de los activos reportados por las empresas para determinar los cargos de distribución.

- **Cuadro resumen de la inversión existente a reconocer**

De acuerdo a lo anterior, se reconoce como inversión existente a diciembre de 2002, el monto que se muestra a continuación:

**Tabla 7**  
*Inversión Existente a Diciembre de 2002*

Descripción	(\$ del 31 de diciembre de 2002)
Activos Sistema de Distribución, Revisión Anterior	6.610.915.227
Activos de Expansión Efectivamente Construidos	1.155.573.584
Otros activos	512.183.929
Terrenos e inmuebles	769.910.000
<b>Total</b>	<b>8.278.672.740</b>

Fuente: Cálculos CREG

Sobre este valor se aclara lo siguiente:

En los activos inherentes a la operación esta incluida la inversión en tubería de acero de 4" reportada por la empresa en su solicitud tarifaria. Para la aprobación de la tarifa en 1996, la Comisión reconoció una longitud total de 10.420 m, de los cuales 5.500 m se encontraban instalados y los 4.920 m restantes serían instalados entre julio y diciembre de 1996. En la solicitud tarifaria presentada por la Empresa en 2003, se reportó como cantidad construida (existente) 8.750 m de tubería de acero de 4", razón por la cual el valor a reconocer en esta ocasión disminuye.

La empresa GASES DE BARRANCABERMEJA reportó una longitud de acometidas construidas antes de 1991 que, según lo manifiesta la empresa en su solicitud tarifaria, son de su propiedad (redes de polietileno de ½") y fueron incluidas en el período tarifario anterior. Sin embargo, tal como se presentó en la Tabla 5 (Inversión Existente Aprobada en la Resolución 107 de 1996), las acometidas no fueron reconocidas y no es posible incluirlas en el cálculo del nuevo cargo de distribución, teniendo en cuenta que no forman parte del Sistema de Distribución y que la remuneración de la inversión correspondiente a dichas acometidas se remuneran mediante el cargo regulado de conexión. (literal f) del numeral 7.1 de la Resolución CREG-011 de 2003.

Finalmente, conforme a la Resolución 11, el rubro "Otros Activos" equivale al 6% del monto de inversiones en activos inherentes a la operación y las inversiones en terrenos e inmuebles reportadas por la empresa en su solicitud tarifaria (Radicado CREG E2003-005716).

### 2.2.2.2. Programa de Nuevas Inversiones

El programa de nuevas inversiones que se reconoce para la Empresa asciende a **\$345.202.661** (dic. 31/02) para el período 2003-2007, correspondientes a 7.312 m de redes de distribución, unidades constructivas de calidad, unidades constructivas especiales y otros activos. En la Tabla 8 se indica la desagregación del programa de nuevas inversiones para **GASES DE BARRANCABERMEJA**.

Con base en la Resolución CREG 100 de 2003, por la cual se adoptan los Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería, no se requieren las "cajas de inspección", y por lo tanto se excluyen del programa de inversiones reportado por la Empresa, por otra parte se reconocen \$46.141.450 en el año 2003, para los ajustes del Sistema de Información.

**Tabla 8**  
*Programa de Inversiones (\$ Diciembre de 2002)*

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
UC de Polietileno	22.512.043	23.388.405	23.198.598	21.951.415	22.396.973
UC de Calidad	46.141.450	23.805.977	9.582.987	13.569.831	686.809
UC Especiales		92.691.848	32.842.256		
Otros Activos	4.119.210	2.831.663	1.966.895	2.131.275	1.385.027
<b>Total</b>	<b>72.772.702</b>	<b>142.717.892</b>	<b>67.590.736</b>	<b>37.652.521</b>	<b>24.468.809</b>

Fuente: Solicitud tarifaria, radicado E2003-007516

Las inversiones reportadas por la empresa como "UC no contempladas por la CREG" no se reconocen, toda vez que dichas unidades constructivas se encuentran incluidas en el rubro

"Otros Activos". En el Anexo 1B se presenta el programa de inversiones discriminado en unidades constructivas.

### 2.2.2.3. Criterio de Eficiencia en redes secundarias

El literal c) del Artículo 7.1 de la Resolución 11, establece que la *"determinación de la eficiencia en la utilización de Redes Secundarias de Distribución considerará la relación entre la longitud total de la Red Secundaria, estimada para el último año del Período Tarifario y el número de usuarios totales proyectados para esa fecha, según la metodología descrita en el Anexo 8"*.

En el *Documento General para la Determinación de Cargos de Distribución y Comercialización*, se presenta la descripción de la Información disponible, sus fuentes y la depuración realizada a dicha información; el método utilizado para la construcción de la función de regresión y la calificación obtenida por cada una de las empresas de acuerdo a la función estadística establecida, conforme el Anexo 8 de la Resolución 11.

Las empresas cuyo valor  $Y_E$  es inferior a  $Y_{max}$  no son objeto de ajuste. No obstante aquellas donde  $Y_E$  es superior a  $Y_{max}$  son objeto de ajuste en la longitud prevista para la construcción de anillos de distribución a usuario final, con un factor igual a  $Y_{max}/Y_E$ . De acuerdo a lo anterior, y a partir de los resultados que en dicho documento se presentan, para **GASES DE BARRANCABERMEJA** no se requiere ajuste.

### 2.2.2.4. Propiedad del Sistema de Distribución

El sistema de distribución mediante el cual se presta el servicio al mercado relevante objeto del presente documento, es de propiedad individual de la empresa GASES DE BARRANCABERMEJA, quien además lo administra, opera y mantiene.

### 2.2.2.5. Resumen de la Inversión Base

Con base en lo establecido anteriormente se reconocen los montos de inversión que se muestran en la Tabla 9. La inversión base expresada en Valor Presente Neto, equivale a \$8.522.935.822 de la Fecha Base.

**Tabla 9**  
*Inversión Base (\$ Dic de 2002)*

Descripción	Inversión existente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Activos inherentes a la operación	7.766.488.811	22.512.043	23.388.405	23.198.598	21.951.415	22.396.973
Otros activos	512.183.929	4.119.210	2.831.663	1.966.895	2.131.275	1.385.027

Activos de calidad del servicio		46.141.450	23.805.977	9.582.987	13.569.831	686.809
Unidades Constructivas Especiales			92.691.848	32.842.256		
Terrenos e inmuebles	769.910.000					
<b>Total</b>	<b>8.278.672.740</b>	<b>72.772.702</b>	<b>142.717.892</b>	<b>67.590.736</b>	<b>37.652.521</b>	<b>24.468.809</b>

En el Anexo 1 de este documento se presenta el detalle de la Inversión Base que se propone reconocer para el cálculo del nuevo cargo de distribución.

### 2.2.3. Demanda Esperada de Volumen

De conformidad con lo establecido en el Art. 7.5 de la Resolución 11, la empresa GASES DE BARRANCABERMEJA envió a la Unidad de Planeación Mineroenergética – UPME la proyección de volúmenes de consumo de los usuarios de su sistema de distribución.

La metodología empleada por **GASES DE BARRANCABERMEJA** utiliza modelos analíticos, ya que según la Empresa no encontró una correlación apropiada entre las diferentes variables de la proyección (PIB, tarifas, población) que permitieran aplicar un modelo econométrico. La proyección de demanda tiene en cuenta los consumos promedios históricos y las variables de cobertura y oferta; y considera también los cambios tecnológicos en los gasodomésticos y en los cambios en los patrones de consumo.

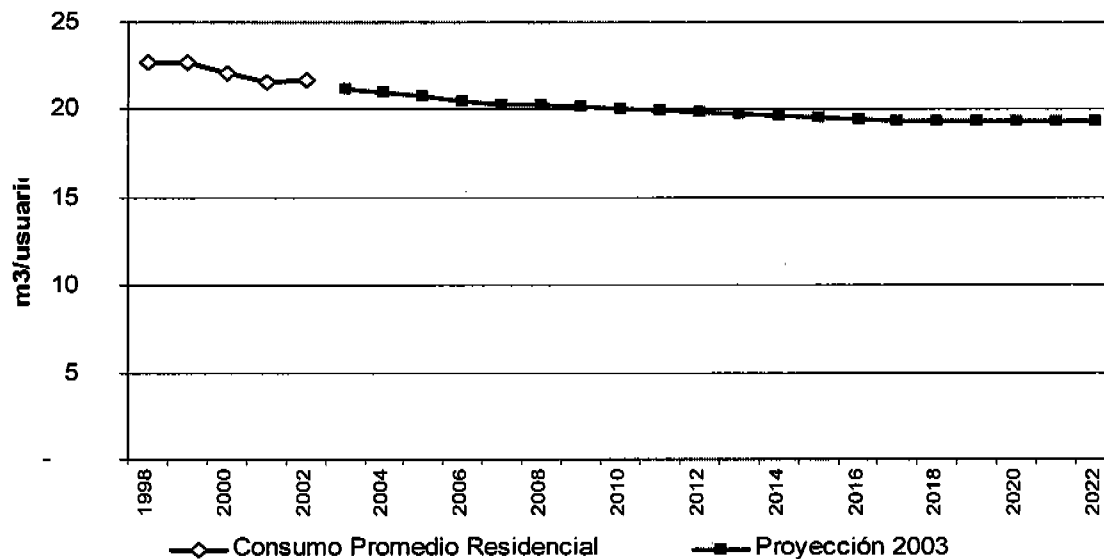
Al respecto, la UPME mediante comunicación radicada en la CREG, el pasado 19 de Noviembre con número E2003-010562, aprobó la metodología general que empleó la empresa para la proyección de demanda de gas natural de acuerdo con lo establecido en la Resolución 11, con las siguientes observaciones:

*“(...) la empresa no aclara en su metodología para el cálculo del número de usuarios anuales, el criterio aplicado para reflejar a partir del año 2008, en la mayoría de los municipios, la pérdida anual de clientes (...)”.*

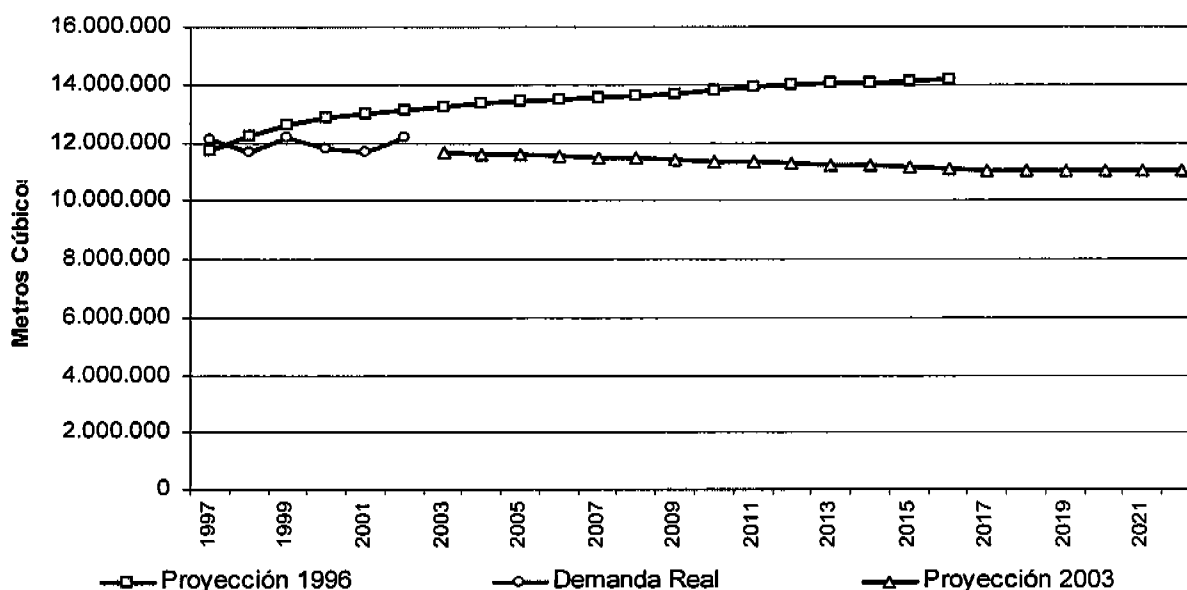
Adicionalmente, la Dirección Ejecutiva de la Comisión mediante comunicación CREG S2003-003196 solicitó a la empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA** una justificación de la disminución del número de usuarios residenciales atendidos en el horizonte de proyección. Según la empresa, *“(...) el incremento neto de clientes o altas netas contempla el efecto de las bajas – clientes que se retiran – las cuales fueron proyectadas con una cifra inferior con respecto al comportamiento histórico (...)”.*

Con base en lo anterior, la Comisión remitió copia del concepto de la UPME a **GASES DE BARRANCABERMEJA** con el fin de que la Empresa tuviera en cuenta las observaciones allí contenidas. En respuesta (comunicación E2003-011359), la Empresa modificó la proyección de usuarios de su mercado relevante, los cuales permanecen constantes a partir del año 2008.

**Figura 1**  
*Consumo Promedio por Usuario, Sector Residencial*



**Figura 2**  
*Proyección de Demanda Mercado Relevante*



Por otra parte, el consumo promedio por usuario observado en los últimos 5 años (1998-2002) ha presentado una tendencia decreciente a partir de 1999, como se muestra en la Figura 1, y en promedio la disminución ha sido del 1,13% anual. Con base en este comportamiento, la proyección del consumo promedio por usuario de **GASES DE BARRANCABERMEJA** es decreciente a una tasa del 1,13% anual para el período 2003-2007 (igual a la observada entre 1998 y 2002) y del 0,30% para el período 2008-2022. En la

Figura 1 se presenta la proyección del consumo promedio por usuario para el sector residencial y el consumo promedio real observado entre 1998 y 2002.

El volumen de demanda resultante para el Horizonte de Proyección supone entonces un aumento del número de usuarios para el período 2003-2007, los cuales permanecen constantes del año 2008 en adelante; no obstante, el consumo promedio por usuario presenta una disminución para todo el período en los niveles mencionados anteriormente. En la Figura 2 se presenta la comparación de la proyección de demanda del período tarifario anterior, la demanda real y la proyección para el nuevo período.

El valor presente neto de la proyección de demanda (de acuerdo a la última información presentada por la Empresa) es de 67.656.204 metros cúbicos, valor que se propone utilizar para calcular el cargo de distribución.

#### 2.2.4. Gastos de AO&M

De acuerdo a la Resolución 11, se debe usar la metodología de estimación de frontera de eficiencia para establecer los máximos gastos de AO&M a reconocer en los cargos correspondientes. El Anexo 3 de la Resolución 11, define la utilización de la metodología de punto extremo: "Análisis Envolvente de Datos – DEA".

La frontera de eficiencia se debe establecer a partir de las empresas de distribución de gas combustible del país. Con base en lo anterior, en el *Documento General para la Determinación de Cargos de Distribución y Comercialización*, se describe en detalle la aplicación de la metodología de estimación de frontera. En dicho documento se indica que la empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA** obtuvo un nivel de eficiencia del **100%**. De acuerdo con la metodología, este nivel de eficiencia se debe aplicar al valor presente de los gastos de AOM depurados para el horizonte de proyección y el resultado de esta operación se incorpora dentro del cálculo del cargo de distribución.

Con respecto a la proyección, se aclara que fue depurada conforme lo establece la Resolución 11, debido a que el incremento no era consistente con el aumento de la longitud de red de la empresa.

En particular, la cuenta 5120 (impuestos, contribuciones y tasas) presenta un incremento de 2002 a 2003 del 554%, según la empresa, por efecto del impuesto a los medidores decretado por el Código de Rentas del municipio de Barrancabermeja. Esta disposición en su Artículo 210 prevé que el sujeto pasivo de la obligación tributaria es "*la persona natural o jurídica que utilice la pesa, báscula, romana o medida para el ejercicio de la actividad comercial o de servicios*", Así las cosas, no se posible trasladar este costo al usuario cuando la norma identifica quien debe soportar la carga impositiva.

Adicionalmente, el rubro de mercadeo se presenta como justificación para el aumento en el nivel de ventas a través del incremento del número de usuarios y/o del consumo de los existentes. No obstante la proyección del número de usuarios aumenta de manera marginal (0,50% en promedio anual) para 2003-2007 y se mantiene constante de 2008 en adelante. Razones por las cuales no se encuentra justificado reconocer los gastos en mercadeo propuestos por la empresa. De otra parte, el rubro "facturación y recaudo" no se reconoce



en la proyección, teniendo en cuenta que se trata de una empresa integrada (distribución y comercialización) en la que no se genera este gasto en la actividad de distribución.

Con base en lo anterior, para el Horizonte de Proyección se utilizan como base los valores que sirvieron para determinar el nivel de eficiencia con la metodología del DEA, y considerar un incremento proporcional al crecimiento de la longitud de red proyectada por la Empresa, teniendo en cuenta que los gastos AOM se relacionan directamente con la longitud de la red. En la proyección se adiciona el rubro "tratamiento" para todos los años y se reconoce el impuesto al patrimonio para el año 2003, según lo reportado por la Empresa.

**Tabla 10**  
**Gastos de AO&M**

<b>Año</b>	<b>Mercado Relevante</b>
1	2.368.016.635
2	2.364.999.953
3	2.375.044.274
4	2.385.332.552
5	2.395.835.507
6	2.379.496.840
7	2.378.882.640
8	2.378.276.740
9	2.377.662.540
10	2.377.040.040
11	2.377.040.040
12	2.377.040.040
13	2.377.040.040
14	2.377.040.040
15	2.377.040.040
16	2.377.040.040
17	2.377.040.040
18	2.377.040.040
19	2.377.040.040
20	2.377.040.040
<b>AOM para Cargo</b>	<b>14.045.965.447</b>

De conformidad con el párrafo del Artículo 7.4 de la Resolución 11, los gastos de AOM para el control y monitoreo de los estándares de calidad del producto y del servicio, definidos en la Resolución CREG 100 de 2003, se reconocerán en forma adicional. En esta Resolución se definieron los siguientes estándares de calidad en la prestación del servicio de gas natural por redes: i) Duración Equivalente de Interrupción del Servicio – DES; ii) Índice de Presión en Líneas Individuales – IPLI; iii) Índice de Odorización – IO; y iv) Índice de Respuesta a Servicio Técnico – IRST.

De acuerdo lo anterior, los gastos de AOM que se reconocen por este concepto para **GASES DE BARRANCABERMEJA** son los siguientes:

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
IPLI – IO	3.750.749	3.750.749	3.750.749	3.750.749	3.750.749
DES – IRST	13.019.519	13.019.519	13.019.519	13.019.519	13.019.519
<b>Total</b>	<b>16.770.268</b>	<b>16.770.268</b>	<b>16.770.268</b>	<b>16.770.268</b>	<b>16.770.268</b>

De esta forma los gastos de AOM utilizados para el cálculo del cargo de distribución serían los que se muestran en la Tabla 10, y al final se presenta el valor de AOM resultante de aplicar el nivel de eficiencia, de acuerdo al procedimiento establecido y los gastos de AOM correspondientes a los estándares de calidad.

#### 2.2.4.1. AOM asignable a redes primarias

Conforme a lo previsto en la Resolución 11, el cargo piso de la canasta de tarifas, no debe ser menor al costo medio de la Red Primaria. Para el caso de **GASES DE BARRANCABERMEJA**, los parámetros para calcular este cargo se muestran en la siguiente tabla.

Fracción para calcular AOM Red Primaria	0,067
AOM Red Primaria	947.267.056
Inversiones en Estaciones de Recibo en Puerta de Ciudad	0
Inversión en gasoductos de la Red Primaria	1.066.605.833
<b>Cargo Piso de la Canasta de Tarifas (\$/m<sup>3</sup>)</b>	<b>29,77</b>

Valores en \$ del 31 de Dic. de 2002

#### 2.2.5. Comparativo de cifras

Antes de observar el resultado tarifario obtenido con base en los análisis anteriores, es importante indicar las diferencias entre la base de información utilizada en la anterior revisión tarifaria y la actual revisión.

Como se puede observar en la Figura 2, la demanda real para el período 1998-2002 ha sido inferior a la demanda proyectada por la empresa y que fue utilizada para calcular el cargo anterior (1995). Por lo anterior, la proyección de demanda de volumen presentada por la empresa en esta ocasión tiene en cuenta este comportamiento y por lo tanto es inferior a la proyección anterior, con lo cual se explica en gran medida el incremento en el cargo de distribución propuesto para el siguiente período.

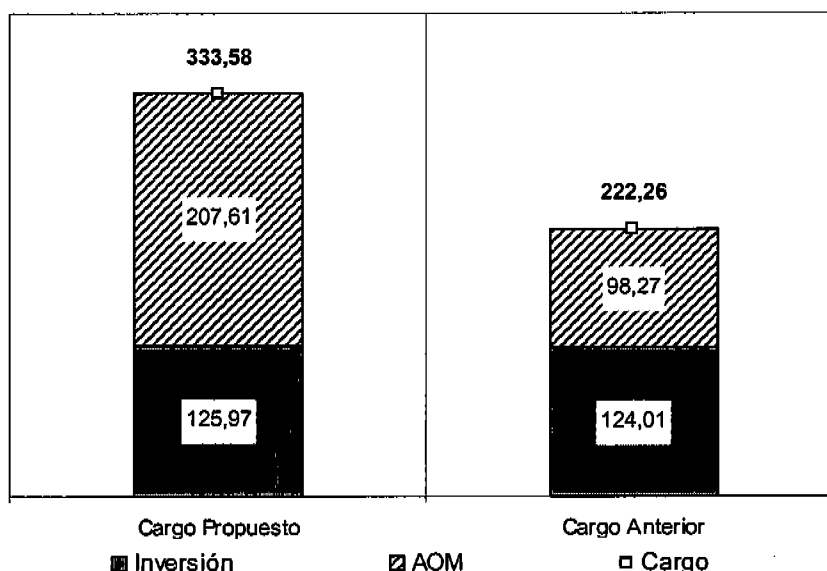
## 2.3. CARGO MÁXIMO DE DISTRIBUCION

Con base en la información analizada anteriormente y aplicando la metodología de cálculo establecida en la Resolución 11, se obtienen los siguientes resultados:

Descripción	Valor
VP Inversión existente (\$ dic de 2002)	8.278.672.739
VP Programa de Inversiones (\$ dic de 2002)	244.263.083
VP AOM (\$ dic de 2002)	14.045.965.447
VP Demanda de Volumen	67.656.204
Cargo Promedio de Distribución	333,58
• Componente de AOM	207,61
• Componente de Inversión	125,97
Cargo Piso de Distribución	29,77

Los cargos de distribución desagregados en sus componentes correspondientes a la remuneración de la inversión y de los AOM se comparan en la Figura 4 con los cargos aprobados en el período tarifario anterior.

**Figura 4**  
*Comparación Composición del Cargo de Distribución (\$ Dic de 2002)*



## 3. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN

### 3.1. SOLICITUD TARIFARIA

### 3.1.1. Mercado Relevante

El mercado relevante para el cual se solicita el cargo de comercialización, es el mismo mercado solicitado para el cargo de distribución.

### 3.1.2. Gastos de AOM

Los gastos de AOM para la actividad de comercialización que fueron reportados por la Empresa en su solicitud tarifaria se presentan en la Tabla 11.

**Tabla 11**  
*Gastos AOM comercialización (\$ de Dic. de 2002)*

Cuenta	Concepto	2001	2002
5101	Sueldos y Salarios	45.357.410	49.978.612
5102	Contribuciones Imputadas	3.972.480	4.630.414
5103	Contribuciones Efectivas	7.434.109	9.220.079
5104	Aportes sobre la Nómina	1.491.950	1.719.729
5111	Gastos Generales	77.762.761	51.484.833
5120	Impuestos, Contribuciones y Tasas	10.654.097	19.453.232
5330	Depreciación Propiedad Planta y Equipo	17.795.114	25.064.463
5331	Depreciación de Bienes Adquiridos en Leasing Financiero	0	0
534507	Amortización de Intangibles - Licencias	5.049.835	3.046.175
534508	Amortización de Intangibles - Software	0	0
633502	Mantenimiento	0	0
633507	Mercadeo	0	0
633508	Atención al Cliente y Usuarios	0	0
633509	Facturación y Recaudo	70.716.278	173.772.714
	<b>Total Gastos</b>	<b>240.234.034</b>	<b>338.370.252</b>

## 3.2. CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

Conforme a la metodología definida en la Resolución 11, para el cálculo del Cargo Máximo Base de Comercialización se tendrán en cuenta los gastos anuales de AOM y la depreciación anual de las inversiones en equipos de computo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de Comercialización; el ingreso anual del comercializador y el número de facturas, correspondientes al año en el cual se efectuaron los cálculos de los gastos de AOM.

### 3.2.1. Gastos de AOM

De acuerdo con la Resolución 11, los gastos de AOM de comercialización que se reconocerán corresponden a los resultantes de aplicar la metodología de punto extremo: "Análisis Envolvente de Datos - DEA", en la forma señalada en el Anexo 7 de dicha Resolución.

La frontera de eficiencia se debe establecer a partir de las empresas comercializadoras de gas combustible del país. De la aplicación de la metodología de estimación de frontera se obtuvo que la empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA** tiene un nivel de eficiencia relativa del **100%**. Los gastos de AOM reconocidos y que se utilizaron para el cálculo del cargo de comercialización son los siguientes:

**Tabla 12**  
*Gastos AOM comercialización (\$ de Dic. de 2002)*

510000	<b>GASTOS ADMINISTRACIÓN</b>	130.669.296
510100	SUELDOS Y SALARIOS	41.557.216
510200	CONTRIBUCIONES IMPUTADAS	3.856.209
510300	CONTRIBUCIONES EFECTIVAS	7.656.354
510400	APORTES SOBRE LA NÓMINA	1.428.923
511100	GENERALES	54.685.500
512000	IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS	18.678.993
5331	DEPRECIACION BIENES EN LEASING FIN	
534507	AMORTIZACION INTANGIBLES LICENCIAS	0
534508	AMORTIZACION INTANGIBLES SOFTWARE	2.806.101
633500	<b>COSTOS DE VENTAS Y OPERACIÓN</b>	173.772.714
633501	Transporte de gas	
633502	Ajuste, medición y entrega a clientes	
633503	Tratamiento	
633506	Mantenimiento	
633507	Mercadeo	
633508	Atención al cliente y usuarios	
633509	Facturación y recaudo	173.772.714
633510	Tendido de redes y montaje de estaciones	
7515	<b>DEPRECIACIONES</b>	
7520	<b>AMORTIZACIONES</b>	
7530	<b>COSTO DE BIENES Y SERVICIOS P/VENTA</b>	
	<b>Total Comercialización</b>	<b>304.442.010</b>

### 3.2.2. Cálculo del Cargo de Comercialización

Los parámetros utilizados para calcular el Cargo Máximo Base de Comercialización, y el resultado propuesto para aprobación, se muestran en la siguiente Tabla.

Parámetro	Valor
Gastos eficientes de AOM + Depreciación	<b>328.797.370,44</b>
Ingresos anuales	<b>4.476.732.814,37</b>
No. de facturas	<b>463.152</b>
Cargo de Comercialización propuesto (\$/factura)	<b>871,43</b>

#### 4. PROPUESTA A LA CREG

Se propone a la Comisión aprobar los siguientes cargos de distribución y comercialización al mercado relevante conformado por los municipios de Barrancabermeja y Yondo, y los corregimientos de Puente Sogamoso, y El Pedral, según solicitud de la empresa **GASES DE BARRANCABERMEJA**:

##### 4.1. CARGO DE DISTRIBUCIÓN

Descripción	Valor
VP Inversión existente (\$ dic de 2002)	8.278.672.739
VP Programa de Inversiones (\$ dic de 2002)	244.263.083
VP AOM (\$ dic de 2002)	14.045.965.447
VP Demanda de Volumen	67.656.204
Cargo Promedio de Distribución	333,58
• Componente de AOM	207,61
• Componente de Inversión	125,97
Cargo Piso de Distribución	29,77

En este sentido, la empresa debe ejecutar el siguiente plan de inversiones (Ver Anexo 1 para mayor detalle):

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
UC de Polietileno	22.512.043	23.388.405	23.198.598	21.951.415	22.396.973
UC de Calidad	46.141.450	23.805.977	9.582.987	13.569.831	686.809
UC Especiales		92.691.848	32.842.256		
Otros Activos	4.119.210	2.831.663	1.966.895	2.131.275	1.385.027
<b>Total</b>	<b>72.772.702</b>	<b>142.717.892</b>	<b>67.590.736</b>	<b>37.652.521</b>	<b>24.468.809</b>

##### 4.2. CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

Parámetro	Valor
Gastos eficientes de AOM + Depreciación	<b>328.797.370,44</b>
Ingresos anuales	<b>4.476.732.814,37</b>
No. de facturas	<b>463.152</b>

Cargo de Comercialización propuesto (\$/factura)	871,43
--	--------

## Anexo 1 Inversión Base

### Inversión Existente

Inversión Existente a Diciembre 31 de 2002 (expresada en valores de la Fecha Base).

<i>Unidad Constructiva</i>	<i>Costo Unitario</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Valor Total</i>
	\$/m	m	\$ 31 de Dic. 2002
<b>Redes de Distribución</b>			
<b>Acero</b>			
TA4AS	121.898	839	102.272.262,2
TA4CO	121.898	2.818	343.508.027,3
TA4DE	121.898	5.093	620.825.543,9
<b>Polietileno</b>			
TPE3/4AS	10.434	15.639	163.184.402,6
TPE2AS	12.190	1.062	12.945.547,4
TPE3AS	23.989	161	3.862.307,7
TPE4AS	43.953	73	3.208.600,0
TPE3/4CO	10.434	162.071	1.691.122.150,4
TPE2CO	12.190	11.008	134.185.108,7
TPE3CO	23.989	1.668	40.014.467,5
TPE4CO	43.953	755	33.184.835,5
TPE3/4AT	10.434	16.036	167.326.880,2
TPE2AT	12.190	1.089	13.274.671,5
TPE3AT	23.989	165	3.958.265,7
TPE4AT	43.953	75	3.296.506,8
TPE3/4ZV	10.434	323.597	3.376.557.524,3
TPE2ZV	12.190	21.979	267.919.195,6
TPE3ZV	23.989	3.330	79.884.998,1
TPE4ZV	43.953	1.507	66.237.810,8
<b>Estaciones de Regulación</b>			
ERP 5T1	117.021.897	3	351.065.691
ERP 10T1	144.327.006	2	288.654.013
<b>Otros Activos</b>			512.183.929
<b>Terrenos e inmuebles</b>			769.910.000
<b>Total Inversión Existente</b>			<b>8.278.672.739</b>



### Anexo 1 Inversión Base

#### Programa de Nuevas Inversiones

Cifras expresadas en valores de la Fecha Base.

Unidad Constructiva	Costo Unitario	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5	
		Cantidad	Valor Total	Cantidad	Valor Total	Cantidad	Valor Total	Cantidad	Valor Total	Cantidad	Valor Total
<b>Redes de Distribución</b>	\$/m	m	\$ 31 de Dic. 2002	m	\$ 31 de Dic. 2002	m	\$ 31 de Dic. 2002	m	\$ 31 de Dic. 2002	m	\$ 31 de Dic. 2002
TPE3/4AS	34.884	43,38	1.513.161	45,07	1.572.082	44,62	1.556.439	42,20	1.472.001	43,04	1.501.567
TPE2AS	40.724	0,24	9.846	0,25	10.257	0,25	10.093	0,24	9.644	0,24	9.814
TPE3/4CO	24.626	452,12	11.133.868	469,71	11.566.901	466,00	11.475.491	440,92	10.858.009	449,89	11.078.828
TPE2CO	32.623	2,51	81.735	2,61	85.152	2,57	83.792	2,45	80.065	2,50	81.476
TPE3/4AT	27.743	44,74	1.241.097	46,48	1.289.367	46,11	1.279.178	43,63	1.210.347	44,52	1.234.962
TPE2AT	35.667	0,25	8.842	0,26	9.212	0,25	9.064	0,24	8.661	0,25	8.814
TPE3/4ZV	9.346	902,73	8.436.500	937,86	8.764.802	930,43	8.695.358	880,36	8.227.472	898,27	8.394.794
TPE2ZV	17.390	5,00	86.994	5,21	90.631	5,13	89.183	4,90	85.216	4,99	86.718
<b>Activos de Calidad del Servicio</b>	\$/ud	Ud	\$ 31 de Dic. 2002	Ud	\$ 31 de Dic. 2002	Ud	\$ 31 de Dic. 2002	Ud	\$ 31 de Dic. 2002	Ud	\$ 31 de Dic. 2002
Ajustes Sistema de Información			46.141.450								
Cabezas de prueba o columnas de agua	228.936			3	686.809					3	686.809
Detector Sensor electroquímico	9.582.987					1	9.582.987				
Detector Portátil de Olorizante	13.569.831							1	13.569.831		
Sistema digital de grabación, 1 municipio	23.119.168			1	23.119.168						
<b>Otros Activos</b>	-		4.119.210		2.831.663		1.966.895		2.131.275		1.385.027
<b>UC Especiales</b>	-				92.691.848		32.842.256				
<b>Total</b>	-		<b>72.772.702</b>		<b>142.717.892</b>		<b>67.590.736</b>		<b>37.652.521</b>		<b>24.468.809</b>

## Anexo 2

### Proyección de Gastos AOM

#### Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para la Actividad de Distribución

Cifras expresadas en valores de la Fecha Base (Millones).

Código	Cuenta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
5101	Sueldos y salarios	147,0	147,5	147,9	148,3	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8
5102	Contribuciones imputables	13,6	13,7	13,7	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
5103	Contribuciones efectivas	32,6	32,7	32,8	32,9	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
5104	Aportes sobre nomina	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
5111	Gastos Generales	1.960,5	1.966,4	1.972,3	1.978,2	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1	1.984,1
5120	Impuestos, contribuciones y tasas	119,9	110,2	113,6	117,2	120,9	121,3	120,7	120,1	119,5	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9
5330	Depreciación Propiedad Planta & Equipos																				
5331	Depreciación Bienes adquiridos en Leasing Fin																				
53507	Amortización de intangibles-licencias																				
5334508	Amortización de intangibles software																				
633502	Ajuste, medición y entrega a clientes																				
633503	Tratamiento	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
633504	Almacenamiento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
633505	Envasado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
633506	Mantenimiento	9,5	9,5	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
633507	Mercadeo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
633508	Atención al cliente y usuario	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
633509	Facturación y recaudo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	AOM Calidad (Nuevos gastos)																				
	Terrenos e Inmuebles	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
7515	Depreciaciones																				
7520	Amortizaciones																				
7530	Costo de bienes y servicios públicos para la venta																				
	Total sin factor de eficiencia DEA	2.351,2	2.348,2	2.358,3	2.368,6	2.379,1	2.379,5	2.378,9	2.378,3	2.377,7	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0
	Factor de eficiencia %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Total gastos eficientes	2.351,2	2.348,2	2.358,3	2.368,6	2.379,1	2.379,5	2.378,9	2.378,3	2.377,7	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0
	Calidad																				
	IPLI, Odorización	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	DES, IRST	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total gastos AOM, para cálculo	2.368,0	2.365,0	2.375,0	2.385,3	2.395,8	2.379,5	2.378,9	2.378,3	2.377,7	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0	2.377,0

**Anexo 3**  
**Proyección de Volumen de Demanda y Número de usuarios**

<b>Año</b>	<b>Metros Cúbicos</b>	<b>Número de Usuarios</b>
1	11.664.106,00	39.037
2	11.618.970,27	39.249
3	11.575.629,21	39.461
4	11.529.985,00	39.652
5	11.481.989,12	39.842
6	11.464.692,21	39.842
7	11.417.002,53	39.842
8	11.369.682,68	39.842
9	11.322.729,70	39.842
10	11.276.140,69	39.842
11	11.229.911,75	39.842
12	11.184.040,00	39.842
13	11.138.524,60	39.842
14	11.093.360,71	39.842
15	11.048.546,54	39.842
16	11.048.546,54	39.842
17	11.048.546,54	39.842
18	11.048.546,54	39.842
19	11.048.546,54	39.842
20	11.048.546,54	39.842