



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE
POR REDES PARA EL MERCADO RELEVANTE
CONFORMADO POR LOS MUNICIPIOS DE
CHOACHÍ, FÓMEQUE Y UBAQUE EN EL
DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA
SOLICITADOS POR LA EMPRESA
GAS NATURAL S.A. E.S.P.**

DOCUMENTO CREG-011

17 de febrero de 2011

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

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES.....	230
2. SUPUESTOS GENERALES E INDICES UTILIZADOS.....	231
3. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN.....	232
3.1 SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA	232
3.1.1 Mercado Relevante	232
3.1.2 Inversión Base.....	232
3.1.3 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento	232
3.1.4 Demandas de Volumen	233
3.2 ANALISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA	234
3.2.1. Mercado Relevante	234
3.2.2. Inversión Base	234
3.2.2.1 Inversión Existente	234
3.2.2.2 Programa de Nuevas Inversiones	235
3.2.2.3 Criterio de Eficiencia en redes secundarias.....	235
3.2.2.4 Resumen de la Inversión Base	235
3.2.3 Demanda Esperada de Volumen	236
3.2.4 Gastos de AO&M	237
3.3 CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCION.....	240
4. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN	241
4.1 SOLICITUD TARIFARIA.....	241
4.1.1 Mercado Relevante	241
4.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN.....	241
4.2.1 Calculo del cargo de comercialización	241
5. PROPUESTA A LA CREG	241
5.1 CARGOS DE DISTRIBUCIÓN.....	241
5.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN.....	242
6. ANÁLISIS DEL DEBER IMPUESTO POR EL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009.	242

**CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE
POR REDES PARA EL MERCADO RELEVANTE CONFORMADO POR LOS
MUNICIPIOS DE CHOACHÍ, FÓMEQUE Y UBAQUE EN EL DEPARTAMENTO DE
CUNDINAMARCA SOLICITADO POR LA EMPRESA GAS NATURAL S.A. E.S.P.**

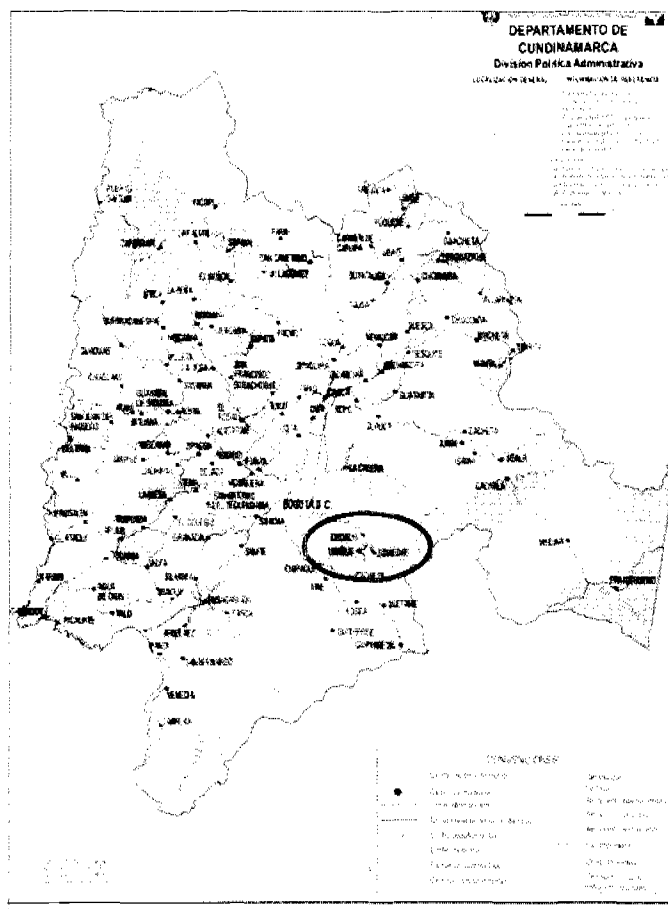
1. ANTECEDENTES

En este documento se presenta a consideración de la Comisión, el análisis de la solicitud tarifaria formulada por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. la información utilizada y el cálculo respectivo de los cargos máximos aplicables al mercado relevante conformado por los municipios CHOACHÍ, FÓMEQUE Y UBAQUE de en el departamento de CUNDINAMARCA para el presente período tarifario y acorde con la metodología establecida en la Resolución CREG-011 de 2003 (en adelante *Resolución 11*).

La empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P., en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG-011 de 2003, solicitó la asignación de los Cargos de Distribución y Comercialización mediante la comunicación con radicación CREG E-2010 –009099.

A continuación se muestra la ubicación de los municipios donde se prestará el servicio.

Figura 1. Diagrama de la ubicación geográfica del Sistema de Distribución



Fuente: IGAC

De otro lado, según lo dispuesto en los artículos 20 y 29 de la Resolución CREG 011 de 2003 y en la circular 021 de julio 8 de 2003, la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. remitió a la CREG mediante comunicación con radicado interno CREG-E-2010-009495, la publicación efectuada en el diario *Nuevo Siglo* el día 13 de octubre de 2010, en donde se resume la solicitud tarifaria presentada a la Comisión.

Para el efecto de aprobación de cargos de distribución y comercialización se dispone de la información contenida en los siguientes documentos:

Cuadro 1. Lista de documentos utilizados en la aprobación de la solicitud

No.	TIPO DE DOCUMENTO	RADICADO CREG	FECHA RADICACIÓN
1	Comunicación GAS NATURAL S.A. E.S.P: Solicitud cargos de distribución y comercialización para los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque en el departamento de Cundinamarca	E-2010-009099	8-Oct-10
2	Comunicación GAS NATURAL S.A. E.S.P: Copia de la publicación en un diario de amplia circulación	E-2010-009495	20-Oct-10
3	Comunicación GAS NATURAL S.A. E.S.P: Aclaración de la información entregada dentro de la solicitud tarifaria	E-2010-009605	22-Oct-10
4	Comunicación UPME: Revisión metodológica proyección de la demanda.	E-2010-011806	17-Dic-10

2. SUPUESTOS GENERALES 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:

Cuadro 2. Supuestos Generales

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Tasa de descuento	11.31%	Costo de Promedio de Capital Invertido, Resolución CREG-069 de 2006.
Índice de Precios del Productor		DANE
Escenario Macroeconómico		DNP
Precios de combustibles sustitutos		UPME
Porcentaje reconocido de terrenos e inmuebles.	7.6% anual del valor catastral	Resolución CREG-011 de 2003
Parámetros de calidad del servicio		Resolución 100 de 2003
Fecha base	31 de diciembre de 2009	

3. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

3.1 SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA

En el mes de octubre de 2010 la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. presentó a la CREG una solicitud tarifaria para algunos municipios en el departamento de Cundinamarca.

3.1.1 Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución 11, el Mercado Relevante de distribución propuesto por la empresa comprende los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque en el departamento de Cundinamarca.

3.1.2 Inversión Base

La empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. presenta los siguientes datos en relación con las nuevas inversiones previstas para ejecutar durante el período tarifario.

- **Inversión Existente:** No se reporta inversión existente.
- **Programa de Nuevas Inversiones:** La empresa reporta nuevas inversiones \$Col. (dic.31/09) correspondiente al número de kilómetros de red que se describen en el cuadro 4. Esto comprendido en el periodo de cinco años.

Cuadro 3. Kilómetros de red e inversiones

MUNICIPIO	TOTAL KM RED
Choachí, Fómeque y Ubaque	45,52
TOTAL	45,52

Cuadro 4. Resumen de nuevas inversiones solicitada por la empresa

DESCRIPCIÓN	VALOR (\$ DE DICIEMBRE DE 2009)
Activos inherentes a la operación	2.927.709.787
Activos calidad del servicio	169.376.244
Total	3.097.086.031

Radicados CREG E-2010-009099

3.1.3 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

Los gastos de Administración, operación y mantenimiento proyectados por la empresa para los próximos 20 años son los siguientes:

Cuadro 6. Gastos de AO&M

AÑO	GASTOS AOM (\$DIC-2009)
1	33.908.453
2	79.150.650
3	87.751.742
4	88.811.250
5	89.641.657
6	91.035.779
7	92.463.117
8	93.489.409
9	95.224.678
10	96.685.232
11	97.548.855
12	98.976.194
13	100.811.111
14	102.271.666
15	103.497.255
16	104.991.026
17	106.859.160
18	108.419.363
19	109.946.350
20	111.847.700

Radicado CREG E-2010-009099

3.1.4 Demandas de Volumen

La información de proyección de demanda fue reportada por la empresa mediante el Radicado CREG E-2010-009099.

La proyección de demanda presentada por GAS NATURAL S.A. E.S.P, se resume en las siguientes cifras.

Cuadro 7. Resumen de número de usuarios y demandas (m3)

AÑO	NÚMERO DE USUARIOS	CONSUMO (m3)
1	896	278.594
2	1.575	650.307
3	1.806	720.974
4	1.832	729.679
5	1.857	736.502

6	1.885	747.956
7	1.914	759.683
8	1.939	768.115
9	1.967	782.372
10	1.997	794.372
11	2.023	801.468
12	2.052	813.195
13	2.083	828.271
14	2.113	840.271
15	2.144	850.340
16	2.175	862.613
17	2.207	877.962
18	2.240	890.781
19	2.272	903.326
20	2.305	918.948

Radicado CREG E-2010-009099

3.2 ANALISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA

De acuerdo con la información reportada en la solicitud tarifaria de la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P., se considera lo siguiente:

3.2.1. Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la *Resolución 11*, se recomienda aceptar la solicitud de mercado relevante propuestos por la empresa:

Cuadro 8. Lista de municipios que conforman el mercado relevante

MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Choachí	Cundinamarca
Fómeque	Cundinamarca
Ubaque	Cundinamarca

3.2.2. Inversión Base

La *Resolución 11* establece que los costos de inversión a reconocer, o Inversión Base, tienen tres componentes: i) activos reconocidos en la anterior revisión tarifaria; ii) inversiones 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 GAS NATURAL S.A. E.S.P para calcular las tarifas de referencia a aplicar en el próximo periodo tarifario.

3.2.2.1 Inversión Existente

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

Teniendo en cuenta que se trata de un proyecto nuevo la empresa no reporta inversión existente.

3.2.2.2 Programa de Nuevas Inversiones

La Comisión revisó el monto del programa de inversiones a partir de las cantidades reportadas por la empresa aplicando los costos unitarios establecidos en la *Resolución 11*. En los siguientes cuadros se indica el programa de nuevas inversiones a reconocer. Así como los metros a ejecutar cada año.

Cuadro 9. Red a ejecutar (metros)

MUNICIPIO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL
Choachí, Fómeque y Ubaque	45.516					45.516
Total	45.516					45.516

Cuadro 10. Nuevas Inversiones por año a reconocer (\$ millones de 2009)

Descripción	Año 1 (millones de \$)	Año 2 (millones de \$)	Año 3 (millones de \$)	Año 4 (millones de \$)	Año 5 (millones de \$)
Activos inherentes a la operación	2.927.222.324				
Activos calidad del servicio	169.366.104				
Total	3.096.588.429				

3.2.2.3 Criterio de Eficiencia en redes secundarias

En el documento CREG 009-2004, se resume el procedimiento utilizado para establecer el criterio de eficiencia por empresa. De acuerdo con la metodología establecida se obtiene que la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. no es objeto de ajuste en la longitud prevista para la construcción de anillos de distribución a usuario final de $\frac{1}{2}$ " y $\frac{3}{4}$ ". Esto considerando que su valor $Y_E = 18,39$ es inferior al $Y'_{max} = 31,94$

Cuadro 11. Resultados Criterios de eficiencia

Empresa	Número de usuarios	Total longitud $\frac{1}{2}" + \frac{3}{4}"$ (metros)	predios terrenos	Área (Ha)	densidad	Longitud por usuario Y_E	Y estimado Y'	Y máximo. $Y'_{max} = Y' + d$
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	1.857	34.157,80	2.327	159	14,65	18,39	23,58	31,94

3.2.2.4 Resumen de la Inversión Base

Con base en lo establecido anteriormente se propone a la Comisión aprobar los siguientes montos de inversión:

Cuadro 12. Montos totales de inversión a aprobar
(Millones de \$ diciembre de 2009)

Descripción	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Activos inherentes a la operación	2.927.222.324		-	-	-
Activos calidad del servicio	169.366.104				
Total	3.096.588.429		-	-	-

3.2.3 Demanda Esperada de Volumen

De conformidad con lo establecido en el Art. 7.5 de la *Resolución 11*, las demandas consideradas para el cálculo tarifario son las siguientes:

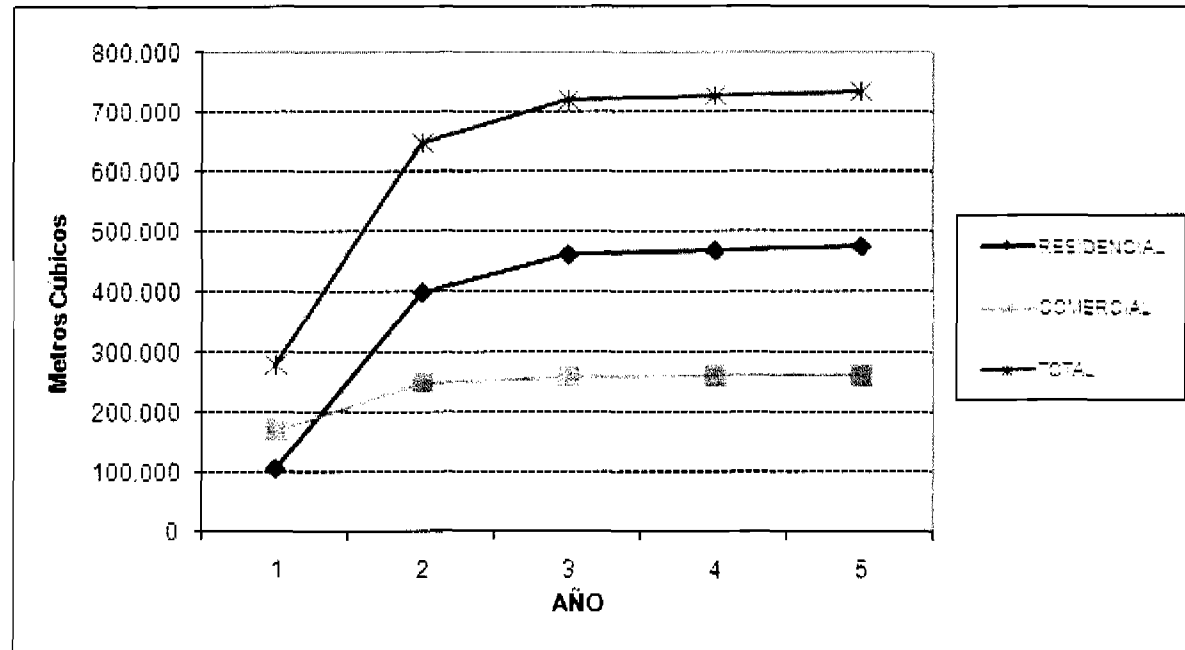
Cuadro 13. Proyección de Demanda
(Número de usuarios y consumo total)

AÑO	NÚMERO DE USUARIOS	CONSUMO (m3)
1	896	278.594
2	1.575	650.307
3	1.806	720.974
4	1.832	729.679
5	1.857	736.502
6	1.885	747.956
7	1.914	759.683
8	1.939	768.115
9	1.967	782.372
10	1.997	794.372
11	2.023	801.468
12	2.052	813.195
13	2.083	828.271
14	2.113	840.271
15	2.144	850.340
16	2.175	862.613
17	2.207	877.962
18	2.240	890.781
19	2.272	903.326
20	2.305	918.948

Mediante comunicación UPME del 17 de diciembre de 2010, radicado CREG-E-2010-011806, la UPME manifestó que la metodología de proyección de demanda propuesta por GAS

NATURAL S.A. E.S.P., cumple con los requerimientos recomendados en el anexo 5 de la Resolución CREG 011 de 2003.

Figura 2. Proyección de demanda mercado relevante



3.2.4 Gastos de AO&M

Acorde con 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. Con base en lo anterior, en el documento general para la determinación de cargos de distribución y comercialización –DOCUMENTO CREG 009 DE 2004, se describe en detalle la aplicación de la metodología de estimación de frontera. De acuerdo con esta metodología se tiene que la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. obtuvo un puntaje para distribución del 42,86%, por lo cual los gastos de AOM proyectados de la empresa se ajustan en este porcentaje.

Cuadro 14. Resultados Aplicación DEA

	DMU	Score	Benchmarks
1	Alcanos - Carmen de Apicala	63,83%	43 (0.01) 100 (0.07) 101 (0.92)
2	Alcanos (Cauca)	70,40%	43 (0.20) 49 (0.06) 67 (0.61) 100 (0.13)
3	ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	60,28%	43 (0.42) 45 (0.07) 48 (0.09) 67 (0.42)
4	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	93,08%	43 (0.76) 45 (0.09) 48 (0.13) 99 (0.02)
5	Alcanos -Icononzo	63,45%	25 (0.19) 49 (0.00) 100 (0.04) 101 (0.76)
6	Alcanos-Valle de San Juan	85,99%	24 (0.63) 92 (0.11) 100 (0.26)
7	Apulo, Tocaima, Agua de Dios-Alcanos	88,45%	20 (0.27) 43 (0.04) 49 (0.01) 100 (0.68)
8	Aranzazu y otros-Gas N. del Centro	82,36%	43 (0.20) 49 (0.07) 67 (0.02) 100 (0.71)
9	ARIARI	74,69%	41 (0.08) 67 (0.08) 101 (0.40) 114 (0.44)
10	Capitanejo-Ingasoil	58,84%	92 (0.12) 100 (0.61) 101 (0.27)
11	Carmen de Atrato	46,35%	88 (0.09) 101 (0.44) 114 (0.47)
12	Carmen de Viboral Alcanos	77,54%	67 (0.08) 101 (0.90) 114 (0.02)
13	Chibolo-Ingeobras	70,27%	43 (0.01) 101 (0.99)
14	Cubarral-Llanogas	69,34%	24 (0.11) 92 (0.34) 100 (0.22) 114 (0.33)
15	ECOSEP	72,93%	43 (0.17) 101 (0.83)
16	EDALGAS (Cisneros y Pto Berrio)	68,30%	41 (0.04) 43 (0.01) 67 (0.11) 101 (0.83)
17	EdalGAS (San Roque)	80,77%	23 (0.00) 92 (0.84) 114 (0.16)
18	El Castillo-Llanogas	75,35%	92 (0.45) 100 (0.25) 101 (0.29)

19	El Dorado-Llanogas	65,78%	24 (0.10) 92 (0.77) 100 (0.13)	
20	EMPITALITO	100,00%		10
21	EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P	49,96%	43 (0.01) 101 (0.99)	
22	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	78,30%	45 (0.25) 49 (0.44) 67 (0.31)	
23	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	100,00%		4
24	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. El Retiro	100,00%		12
25	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. La Unión	100,00%		11
26	ENERCA	56,80%	20 (0.85) 43 (0.14) 49 (0.02)	
27	ESPIGAS	63,15%	43 (0.00) 101 (1.00)	
28	Forencia Alcanos	80,48%	43 (0.12) 49 (0.06) 67 (0.15) 100 (0.66)	
29	G. Occidente (Cauca)	59,47%	20 (0.69) 43 (0.17) 100 (0.13)	
30	Garagpa-Publiservicios	59,00%	20 (0.84) 43 (0.02) 49 (0.02) 100 (0.13)	
31	Gas Comprimido de Occidente	76,01%	43 (0.11) 49 (0.05) 67 (0.61) 100 (0.23)	
32	GAS DE SANTANDER	99,33%	23 (0.00) 92 (0.62) 114 (0.38)	
33	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	43,14%	43 (0.98) 101 (0.04)	
34	GAS DOMICILIARIO	64,90%	41 (0.06) 43 (0.02) 67 (0.06) 101 (0.85)	
35	Gas Natural Cundiboyacense - Subachoque	53,75%	24 (0.72) 49 (0.01) 100 (0.27)	
36	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	37,95%	41 (0.01) 43 (0.83) 101 (0.16)	
37	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	52,74%	43 (0.59) 49 (0.04) 67 (0.25) 100 (0.12)	
38	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	98,60%	43 (0.38) 101 (0.62)	
39	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	94,83%	23 (0.50) 43 (0.36) 99 (0.14)	
40	GAS NATURAL S.A. E.S.P	100,00%		0
41	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	100,00%		19
42	Gases de Bolívar	58,36%	41 (0.01) 67 (0.01) 101 (0.65) 114 (0.33)	
43	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	100,00%		50
44	Gases del Ariari - Granada	67,26%	41 (0.03) 43 (0.07) 101 (0.90)	
45	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	100,00%		4
46	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	89,40%	20 (0.73) 43 (0.24) 49 (0.03)	
47	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	77,88%	45 (0.03) 48 (0.45) 49 (0.03) 67 (0.49)	
48	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	100,00%		3
49	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	100,00%		26
50	GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P	35,75%	20 (0.03) 43 (0.45) 100 (0.53)	
51	GASES DEL SUR DE SANTANDER	48,93%	43 (0.07) 101 (0.93)	
52	Gasnacer(San Martin)	22,92%	25 (0.01) 101 (0.57) 114 (0.42)	
53	Guaca-Ingasoil	60,50%	92 (0.71) 100 (0.08) 101 (0.21)	
54	Guadalupe-Ingasoil	61,22%	24 (0.08) 92 (0.14) 100 (0.04) 114 (0.74)	
55	Improgas (Charala)	80,54%	24 (0.57) 92 (0.29) 100 (0.13)	
56	Ingeobras-Astrea	96,66%	41 (0.00) 43 (0.01) 101 (0.99)	
57	Ingeobras-Chimichagua	85,08%	41 (0.01) 43 (0.01) 101 (0.98)	
58	Ingeobras-El Paso	87,87%	43 (0.07) 100 (0.29) 101 (0.64)	
59	Ingeobras-Nueva Granada	96,37%	41 (0.01) 73 (0.40) 88 (0.33) 114 (0.26)	
60	Jimelgas	48,78%	43 (0.01) 67 (0.02) 100 (0.17) 101 (0.80)	
61	La Ceja Epm	56,83%	49 (0.03) 67 (0.01) 100 (0.20) 101 (0.77)	
62	Leticia	83,51%	41 (0.01) 43 (0.02) 67 (0.02) 101 (0.95)	
63	Llanogas (Barranca de Upiá)	79,45%	92 (0.15) 100 (0.13) 101 (0.72)	
64	Madigas - Medina	37,91%	41 (0.00) 67 (0.00) 101 (0.56) 114 (0.43)	
65	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	98,67%	43 (0.13) 100 (0.45) 101 (0.42)	
66	Malaga	65,07%	88 (0.02) 101 (0.02) 114 (0.96)	
67	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	100,00%		35
68	Metrogas(Ocaña)	57,46%	43 (0.03) 49 (0.07) 67 (0.14) 100 (0.76)	
69	Nacional de Servicios Públicos	43,61%	41 (0.01) 43 (0.01) 101 (0.98)	
70	Pamplona	59,08%	25 (0.25) 101 (0.63) 114 (0.12)	
71	Primavera	94,86%	88 (0.16) 101 (0.36) 114 (0.47)	
72	PROMESA	67,84%	41 (0.00) 67 (0.00) 101 (0.47) 114 (0.53)	
73	PROVISERVICIOS	100,00%		3
74	Proviservicios - Rionegro	53,19%	24 (0.24) 25 (0.11) 100 (0.56) 101 (0.09)	
75	Proviservicios (Gepsa)	70,61%	43 (0.00) 101 (1.00)	
76	Proviservicios (La Paz)	61,64%	88 (0.32) 101 (0.40) 114 (0.27)	
77	Proviservicios (Rio de Oro)	51,81%	41 (0.00) 67 (0.00) 101 (0.54) 114 (0.45)	
78	Proviservicios (SanVicenteChucuri)	53,65%	25 (0.14) 49 (0.00) 67 (0.04) 101 (0.82)	
79	Proviservicios (Zapatoca)	66,80%	43 (0.01) 100 (0.00) 101 (0.98)	
80	PROVISERVICIOS GUAVATA	63,65%	88 (0.34) 101 (0.07) 114 (0.58)	
81	Proviservicios(El Peñol)	66,65%	88 (0.09) 101 (0.41) 114 (0.50)	
82	Publiservicios (Paez, Berbeo, San Eduardo, Zetaquirá)	51,37%	43 (0.03) 101 (0.97)	
83	Puerto Concordia-Llanogas	68,38%	24 (0.04) 92 (0.64) 100 (0.33)	
84	Puerto Gaitán-Llanogas	59,79%	41 (0.01) 67 (0.00) 101 (0.74) 114 (0.25)	
85	Puerto Ileras-Llanogas	59,68%	25 (0.08) 101 (0.38) 114 (0.54)	
86	Puerto Rico-Llanogas	63,51%	92 (0.18) 100 (0.02) 101 (0.80)	
87	Rionegro, Santuario, Marinilla, Guane	65,09%	43 (0.17) 49 (0.09) 67 (0.19) 100 (0.55)	
88	Sabanas de San Angel-Ingeobras	100,00%		10
89	San Agustin-Huila, Surgas	88,07%	25 (0.40) 49 (0.00) 67 (0.01) 101 (0.59)	
90	San Andres Santander Ingasoil	59,95%	24 (0.10) 92 (0.14) 100 (0.31) 114 (0.46)	
91	San Juan de Arama-Llanogas	71,21%	92 (0.39) 100 (0.58) 101 (0.04)	

92	Santa Barbara-Ingasoil		100,00%						18
93	SERVIGAS COYAIMA		51,72%	23 (0.00)	73 (0.66)	114 (0.34)			
94	SERVINGAS (Falan, Palocabildo, Casabianca y Villahermosa)		46,46%	43 (0.03)	49 (0.01)	67 (0.03)	100 (0.94)		
95	Simacota-Ingasoil		63,86%	24 (0.06)	92 (0.67)	100 (0.27)			
96	Surgas (Pitalito y Timaná)		85,47%	41 (0.01)	43 (0.23)	67 (0.28)	101 (0.48)		
97	Surgas (Agrado-Altamira)		95,93%	43 (0.02)	67 (0.11)	100 (0.52)	101 (0.35)		
98	Surgas (Nataga-Colombia)		83,74%	41 (0.00)	67 (0.01)	101 (0.52)	114 (0.47)		
99	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P		100,00%						2
100	SURTIGAS COTORRA CORDOBA		100,00%						46
101	SURTIGAS LA UNION SUCRE		100,00%						63
102	NORGAS CURITI, PARAMO, VILLANUEVA SANTANDER		57,87%	92 (0.57)	100 (0.27)	101 (0.16)			
103	San Juan de Pasto Alcanos		76,20%	20 (0.28)	43 (0.55)	49 (0.17)			
104	Enciso Ingasoil		94,87%	24 (0.05)	92 (0.73)	114 (0.21)			
105	San Jose del Guaviare Llanogas		93,02%	20 (0.22)	43 (0.10)	100 (0.68)			
106	San Andrés Islas Llanogas		51,89%	43 (0.06)	49 (0.01)	67 (0.12)	100 (0.82)		
107	La Calera Gas Natural		73,40%	25 (0.20)	67 (0.01)	101 (0.78)			
108	Peñol Guatape_EPM		78,06%	25 (0.81)	49 (0.01)	67 (0.00)	101 (0.18)		
109	Madigas-Ramiriquí,Jenesano, Cienaga y Tibana		61,75%	20 (0.17)	43 (0.05)	100 (0.79)			
110	Madigas-Ventaquemada,Turmeque,NuevoColon		51,79%	20 (0.17)	43 (0.03)	100 (0.79)			
111	Gascaribe - Soplaviento		80,35%	43 (0.01)	100 (0.56)	101 (0.44)			
112	Surtigas-Antioquia-Cordoba		98,43%	43 (0.46)	49 (0.04)	67 (0.02)	100 (0.48)		
113	Surgas-Palestina-Saladoblanco		65,01%	88 (0.01)	101 (0.24)	114 (0.75)			
114	Llanogas-Cabuyaro		100,00%						29
115	Llanogas-San Carlos de Guaroa		74,99%	88 (0.02)	101 (0.58)	114 (0.39)			
116	Proviservicios-EI Playon		35,49%	41 (0.00)	67 (0.00)	101 (0.31)	114 (0.69)		
117	Emsepar-Puerto Parra		63,51%	73 (0.02)	88 (0.23)	114 (0.75)			
118	Ingenieria Y Servicios - Guacheta Y LenguaZaque		32,18%	43 (0.00)	100 (0.77)	101 (0.23)			
119	Gas Natural - El Rosal		57,03%	25 (0.81)	49 (0.00)	67 (0.01)	101 (0.17)		
120	Proviservicios - Cimitarra		42,78%	41 (0.00)	43 (0.01)	67 (0.02)	101 (0.97)		
121	Gas Natural Chundiboyacense - Pacho		46,04%	25 (0.14)	49 (0.01)	100 (0.45)	101 (0.41)		
122	Gas Natural - Choachi		42,86%	24 (0.44)	49 (0.01)	100 (0.56)			

Por lo tanto los gastos de AOM a reconocer son los siguientes:

Cuadro 15. Gastos de AO&M totales de distribución a reconocer

AÑO	GASTOS AOM (\$31 de Dic-2009)
1	10.913.920
2	25.510.067
3	28.300.148
4	28.584.978
5	28.897.417
6	29.333.102
7	29.770.998
8	30.139.337
9	30.683.451
10	31.123.558
11	31.438.208
12	31.876.104
13	32.469.712
14	32.909.819
15	33.377.145
16	33.862.323
17	34.415.282

18	34.862.022
19	35.435.132
20	36.033.162

Cálculos CREG

3.3 CARGOS MÁXIMOS 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:

Cuadro 16. Cálculos cargos de distribución

Descripción	Valor
-VP Inversión Nueva (\$ de dic de 2009)	2.781.949.895
-VP AOM (\$ de dic. de 2009)	217.246.535
-VP Demanda de Volumen	5.540.263
Cargo Promedio de Distribución (\$ dic.2009)	541,36
• Componente de AOM	39,21
• Componente Inversión GAS NATURAL S.A. E.S.P.	502,13
Cargo Piso de Distribución	60,34

Cargo Piso

Conforme a lo previsto en la Resolución 11, el cargo más bajo (cargo piso de la canasta de tarifas), no debe ser menor al costo medio de la Red primaria. Para el caso de Choachí, Fómeque y Ubaque que no cuenta con red primaria, se considera para el cálculo de este cargo piso, los costos de inversión y AOM correspondientes a la red de polietileno de diámetro mayor e igual a 4".

De otro lado, la fracción correspondiente a los gastos de AOM para el cálculo de este cargo se determina con la relación entre la suma de los productos de cada diámetro de tubería perteneciente a la red considerada como primaria por su longitud correspondiente y la suma de los productos de cada diámetro de tubería de toda la red por su longitud correspondiente.

En este sentido el cálculo del cargo piso se determinó de la siguiente manera:

Cuadro 17. Cálculo del cargo piso

DESCRIPCIÓN	VALOR
Suma de los productos de cada diámetro tubería * longitud (red primaria)	14,90
Suma de los productos de cada diámetro tubería * longitud (toda la red)	57,94
Relación	25,71%
AOM descontado	217,25
fracción gastos AOM aplicable descontada	55,85
inversiones descontada red primaria (diámetro 1")	278,43
Demanda descontada	5,54
Cargo piso (\$dic-2009)	60,34

Cargo piso componente AOM	10,08
Cargo piso componente inversión	50,26

4. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN

4.1 SOLICITUD TARIFARIA

4.1.1 Mercado Relevante

Para comercialización se acepta el mercado relevante solicitado por la empresa para el Sistema de Distribución.

Cuadro 18. Lista de municipios que conforman el mercado relevante propuesto

MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Choachí	Cundinamarca
Fómeque	Cundinamarca
Ubaque	Cundinamarca

4.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

4.2.1 Calculo del cargo de comercialización

Teniendo en cuenta que Choachí, Fómeque y Ubaque en el departamento de Cundinamarca es un mercado nuevo y no cuenta con la información requerida para el cálculo del cargo de comercialización de conformidad con lo establecido en el parágrafo 1 del Artículo 23 de la Resolución 11, la Comisión fijará un cargo de comercialización igual al de un mercado similar. Con base en lo anterior y teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución 11, con respecto a la determinación del cargo de comercialización para empresas nuevas, se asigna para el mercado conformado por los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque en el departamento de Cundinamarca, el cargo de comercialización que fue aprobado mediante Resolución CREG 133 de 2010, que tiene características similares. Este cargo es ajustado con el IPC para llevarlo de pesos de 31 de diciembre de 2008 a pesos de 31 de diciembre de 2009.

PARÁMETRO	VALOR (\$/Factura) (\$dic-2009)
Cargo de Comercialización propuesto	2.682,25

5. PROPUESTA A LA CREG

Se propone aprobar los siguientes cargos de distribución y comercialización para los mercados relevantes solicitados por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P.

5.1 CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

Cargo de Distribución (\$/m ³) (\$ dic - 2009)	541,36
Cargo piso de Distribución (\$ dic - 2009)	60,34

De otra parte, la empresa debe ejecutar el siguiente plan de inversiones (\$dic-2009):

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Activos inherentes a la operación	2.927.222.324		-	-	-
Activos calidad del servicio	169.366.104				
Total	3.096.588.429		-	-	-

5.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

El cargo de comercialización para todos los mercados será de:

Cargo de Comercialización (\$/ factura) (\$dic-2009)	2.682,25
---	----------

6. ANÁLISIS DEL DEBER IMPUESTO POR EL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009.

En desarrollo de lo establecido en el Artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de Agosto de 2010, estableciendo las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009.

En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados. Adicionalmente, el acto administrativo de carácter particular que se anexa al presente documento, es el resultado del desarrollo y aplicación de la Resolución CREG 011 de 2003 *"Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería"*.

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC

CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN: CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES PARA EL MERCADO RELEVANTE CONFORMADO POR LOS MUNICIPIOS DE CHOACHÍ, FÓMEQUE Y UBAQUE EN EL DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA SOLICITADO POR LA EMPRESA GAS NATURAL S.A. E.S.P.

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:

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

RADICACIÓN:

No.	Preguntas afección a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1ª.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X	Es un cargo aplicable a todo el mercado	
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el		X	Es un cargo aplicable a	

	conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.			todo el mercado	
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su firma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3ª.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de		X		

	autorregulación o corregulación.				
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	CONCLUSIÓN FINAL		x	El acto regulatorio es el resultado de la aplicación particular de una metodología general, previamente establecida en el año 2003.	