



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**CRITERIOS GENERALES PARA LA
REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE
DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR
REDES DE TUBERÍA**

DOCUMENTO CREG- 050

AGOSTO 02 DE 2012

CIRCULACIÓN:

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

1 Contenido

2	INTRODUCCIÓN.....	59
3	OBJETIVOS GENERALES DE LAS REFORMAS PROPUESTAS PARA EL NUEVO MARCO REGULATORIO PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE	60
4	LOS SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	61
4.1	Resolución CREG 011 de 2003	61
4.2	Resolución CREG 136 de 2008	61
4.3	Análisis.....	62
4.4	Propuesta.....	64
4.4.1	Sistema de Distribución	64
4.4.2	Reglas de Conformación de Sistemas de Distribución	64
5	MERCADO RELEVANTE.....	67
5.1	Resolución CREG 011 de 2003	67
5.2	Resolución CREG 136 de 2008	67
5.3	Comentarios de los Agentes	68
5.4	Respuestas a los comentarios	74
5.5	Análisis	75
5.6	Propuesta.....	80
5.6.1	Definición Mercado Relevante de Distribución	80
5.6.2	Vigencia de los cargos aprobados.....	81
5.6.3	Mercados existentes cuyos Cargos de Distribución no han estado vigentes durante los cinco años y quieran agregarse a otros mercados existentes para conformar un nuevo mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.....	82
5.6.4	Mercado relevante de distribución especial.....	82
5.6.5	Criterios para la conformación de mercados relevantes para el Próximo Periodo Tarifario	84
5.6.6	Otros aspectos a considerar para la conformación de los mercados relevantes	86
6	VOLUMEN DE DEMANDA.....	88

6.1	Resolución CREG 011 de 2003	88
6.2	Resolución CREG 136 de 2008	88
6.3	Análisis de como fue el comportamiento de la demanda	88
6.4	Propuesta.....	93
7	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN.....	94
7.1	Resolución CREG 011 de 2003	94
7.2	Resolución CREG 136 de 2008	94
7.3	Comentarios de los Agentes	94
7.4	Respuestas a los comentarios	97
7.4.1	Limitación a la expansión.....	97
7.4.2	Señales equivocadas que afectan proyectos en transporte.....	100
7.5	Análisis y Propuesta.....	101
7.5.1	Metodología para mercados existentes	101
7.5.2	Metodología para municipios nuevos o mercados nuevos	102
7.5.3	Resumen de la Información a considerar	102
8	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN.	103
8.1	Resolución CREG 011 de 2003	103
8.2	Propuesta.....	103
8.2.1	Calculo Del Cargo De Distribución Aplicable a los Usuarios de Uso Residencial	104
8.2.2	Calculo del Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial	111
9	INVERSIÓN BASE DE ACTIVOS.....	116
9.1	Resolución CREG 011 de 2003	116
9.2	Comentarios de los Agentes	117
9.3	Respuestas a los comentarios	117
9.4	Análisis y Propuesta.....	118
10	VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN BASE.....	122
10.1	Propuesta.....	122
10.2	Auditoría de Activos Existentes.....	124
10.3	Valoración de la Inversión.....	124
10.3.1	Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Relevantes Existentes de	

Distribución o la Agregación de Mercados Relevantes Existentes de Distribución	124
10.3.2 Municipios Nuevos, que van a formar parte de Mercados Relevantes de Distribución conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos.	128
10.3.3 Mercados Relevantes de Distribución Conformados sólo por Municipios Nuevos.....	130
11 UNIDADES CONSTRUCTIVAS	132
11.1 Resolución CREG 011 de 2003	132
11.2 Resolución CREG 136 de 2008	134
11.3 Comentarios de los Agentes	134
11.4 Respuestas a los comentarios	135
11.5 Propuesta.....	135
12 REPOSICIÓN DE ACTIVOS	136
12.1 Resolución CREG 136 de 2008	136
12.2 Comentarios de los Agentes	136
12.3 Respuesta a los comentarios	137
12.4 Análisis y Propuesta.....	138
12.4.1 Vida útil normativa	138
12.4.2 Reposición de Activos del Período Tarifario que Concluye.	138
12.4.3 Reposición de Activos para el Siguiete Período Tarifario.	138
12.4.4 Reporte de Información	141
13 GASTOS ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	142
13.1 Resolución CREG 011 de 2003	142
13.2 Resolución CREG 136 de 2008	143
13.3 Comentarios de los Agentes	144
13.4 Respuestas a los comentarios	144
13.5 Análisis y Propuesta.....	145
13.5.1 Resultados del análisis de la CREG	148
13.5.2 Propuesta	150
14 CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	158
14.1 Antecedentes	158
14.2 Propuesta.....	160
15 COSTO DE CAPITAL.....	161
15.1 Resolución CREG 011 de 2003	161

15.2	Resolución CREG 136 de 2008	163
15.3	Comentarios de los Agentes	163
15.4	Respuestas a los comentarios	165
15.5	Propuesta.....	165
15.5.1	Definición de variables.....	165
15.5.2	Fórmulas a utilizar.....	166
15.5.3	Fuentes y Períodos de Información	168
15.5.4	Resultados.....	169
15.5.5	Las tasas de retorno de otras actividades reguladas por la CREG...	170
16	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ..	171
17	CANASTA DE TARIFAS.....	173
17.1	Resolución CREG 011 de 2003	173
17.2	Resolución CREG 136 de 2008	175
17.3	Comentarios de los Agentes	175
17.4	Respuesta a los comentarios de los agentes.....	179
17.5	Resultados del periodo tarifario que concluye.....	179
17.6	Estudio de Canasta de Tarifas realizado por SANIG Servicios.....	182
17.6.1	Conclusiones aspectos conceptuales de la metodología.....	182
17.6.2	Conclusiones del diagnóstico realizado a los datos de las empresas.....	183
17.6.3	Alternativas propuestas por el Consultor	185
17.6.4	Análisis de ventajas y desventajas de las alternativas dadas por el consultor	187
17.6.5	Canasta de tarifas modificada basada en rangos	187
17.6.6	Canasta de tarifas modificada basada en categorías	189
17.6.7	Price Cap con tarifas en dos partes	192
17.7	Objetivos principales de la modificación de la canasta de tarifas.....	194
17.8	Análisis.....	194
17.8.1	Análisis Concepto Económico de la Canasta de Tarifas.....	195
17.8.2	Comportamiento de la demanda ante cambios en los precios en el periodo tarifario.....	198
17.8.3	El gas natural frente a sus sustitutos	201
17.8.4	Análisis de los diferentes elementos de la canasta de tarifas.....	204
17.8.5	Costos que imponen los usuarios de acuerdo con la conexión a la red o el uso de la infraestructura.....	227

17.9 Propuesta para la aplicación de la canasta de tarifas en el nuevo periodo tarifario.....	231
17.9.1 Tipo de usuarios a quiénes aplicará la Canasta de Tarifas	232
17.9.2 Definición de rangos	233
17.9.3 Aplicación de la canasta de tarifas.....	233
17.9.4 Definición de los cargos en los diferentes rangos de la canasta de tarifas	234
18 GRADUALIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS NUEVOS CARGOS.....	235
19 FACTOR DE PRODUCTIVIDAD	235
19.1 Resolución CREG 011 de 2003	235
19.2 Resolución CREG 136 de 2008	235
19.3 Comentarios de los Agentes	236
19.4 Respuestas a los comentarios	238
19.5 Propuesta.....	245
20 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO.....	245
20.1 Resolución CREG 011 de 2003	245
20.2 Propuesta.....	246
21 INDICADORES DE CALIDAD	247
21.1 Comentarios de los Agentes	247
21.2 Respuestas a los comentarios	247
21.3 Propuesta.....	248
22 ESTRUCTURA DEL CARGO.....	248
22.1 Resolución CREG 011 de 2003	248
22.2 Resolución CREG 178 de 2008	248
22.3 Propuesta.....	248
23 CONVIVENCIA DE DOS O MÁS PRESTADORES EN UN MISMO MERCADO	249
23.1 Resolución CREG 011 de 2003	249
23.2 Análisis y Propuesta.....	249
24 VIGENCIA DE LOS CARGOS.....	252
24.1 Resolución CREG 011 de 2003	252
24.2 Resolución CREG 136 de 2008	252
24.3 Propuesta.....	253

25	INVERSIONES REQUERIDAS COMO CONSECUENCIA DE LA APLICACIÓN DE LA LEY 1228 DE 2008.....	253
25.1	Comentarios de los Agentes	253
5.1.1.	Respuesta a los comentarios.....	257
26	BY-PASS FÍSICO DE USUARIOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	261
26.1	Comentarios de los Agentes	261
26.1.1	Respuesta a los comentarios.....	261
27	DISTRIBUCIÓN DE GAS ATRAVÉS DE GASODUCTOS VIRTUALES	262
28	COSTO DE EMPAQUETAMIENTO	263
28.1	Comentarios de los Agentes	263
28.2	Respuesta a los Comentarios	264
28.3	Análisis y Propuesta.....	264
29	BIBLIOGRAFIA.....	264
30	ANEXO 1- Metodología de Actualización Unidades Constructiva	266
30.1	Antecedentes	266
30.2	Comentarios de los Agentes	267
30.3	Conclusiones sobre los comentarios de los agentes	272
30.4	Metodología de Actualización	273
30.5	Reconocimiento de UC en el próximo periodo tarifario.	325
30.6	Unidades Constructivas nuevas.....	372

PROPUESTA METODOLOGICA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA

2 INTRODUCCIÓN

En la Resolución CREG 011 de 2003, se consignan los criterios generales con los cuales se remunera la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería. Así mismo, se contempla la remuneración de la actividad de comercialización y las fórmulas generales para la prestación de este servicio.

Teniendo en cuenta la culminación del periodo tarifario establecido por la ley 142 de 1994, a través de la Resolución CREG 136 de 2008, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sometió a conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas combustible, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes y la fórmula tarifaria para el siguiente periodo tarifario. Sobre esta resolución se recibieron comentarios de la empresa Gas Natural S.A. ESP y del gremio Naturgas, con los Radicados E-2009-007888 y E-2009-008208 respectivamente.

Es de anotar, que para llevar a cabo el proceso de expedición de la regulación definitiva, la Comisión ha decidido presentar las propuestas metodologías relacionadas con la Distribución y Comercialización y la Fórmula Tarifaria en diferentes resoluciones de consulta con el propósito de concentrarse en cada uno de los aspectos de cada actividad y facilitar su entendimiento y análisis. En este sentido, se inició con la Resolución CREG 178 de 2009, en donde se cubre lo correspondiente a la Fórmula Tarifaria.

De otro lado, mediante la Resolución CREG-103 de 2010, se presentó la propuesta de remuneración para la actividad de comercialización, la cual se explica en detalle en el Documento CREG-077 de 2010.

Es importante considerar que el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2730 de 2010 por el cual se establecían los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones. En este se definía aspectos referentes a la distribución tales como mercado relevante de distribución y reglas para expansiones de red que tuvieran como propósito la interconexión de dos sistemas de distribución.

El Decreto 2100 del 15 de junio 2011 “por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, el cual derogó el Decreto 2730 de 2010, modificó los lineamientos de política que habían sido establecidos anteriormente. Así mismo, definió nuevas directrices en aspectos como: (i) la comercialización del gas natural, (ii) la atención a la demanda esencial y (iii) el régimen de exportaciones e importaciones del energético.

Conforme a lo establecido en este Decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución 118 de 2011, “por la cual se ajusta la Resolución CREG 095 de

2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, y se dictan otras disposiciones”, la cual fue modificada y precisada por las resoluciones CREG 134, 140, 162 y 168 de 2011. Con base en las disposiciones contenidas, se implementó y desarrolló la comercialización del gas natural para el período de atención que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2013.

La aplicación de los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG que tuvieron lugar durante el último trimestre de 2011, en un proceso abierto y transparente para todos los participantes del mercado evidenció que los principales campos de producción de gas del país están en capacidad de atender la demanda actual adecuadamente en el mediano plazo. Esto es relevante si se tiene en cuenta que existía incertidumbre sobre la disponibilidad de gas para atender la totalidad de la demanda actualmente conectada a los sistemas de distribución.

De otro lado, es importante considerar dentro del proceso que de acuerdo con las observaciones de los agentes, la CREG mediante la Resolución CREG 171 de 2011, modificó el numeral 2.1.1 del RUT, relacionado con la migración o bypass de usuarios de las redes de distribución hacia las redes de transporte.

Por otra parte, la CREG ha expedido la Resolución CREG 054 de 2012 la cual presenta a consideración de agentes y usuarios la propuesta para establecer los criterios de confiabilidad y fijar las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural.

Por lo tanto, para continuar con el proceso que adelanta la Comisión para la expedición de la regulación referente a la prestación del servicio del gas combustible por redes de tubería, se abarca en este Documento lo correspondiente a la propuesta de metodología para remunerar la actividad de distribución.

En este documento se contemplan los objetivos que se esperan lograr con las reformas planteadas para la metodología de remuneración de la actividad de distribución, los comentarios y observaciones realizados por los agentes al tema de distribución señalados en las bases metodológicas y los argumentos que sustentan la propuesta para definir la nueva metodología tarifaria.

3 OBJETIVOS GENERALES DE LAS REFORMAS PROPUESTAS PARA EL NUEVO MARCO REGULATORIO PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

Los cambios propuestos a la metodología de remuneración que actualmente se encuentra vigente, buscan alcanzar los siguientes objetivos:

- ✓ Garantizar a los Usuarios un servicio de calidad con un cargo adecuado y el cual estén dispuestos a pagar.
- ✓ Permitir la consolidación en la cobertura del servicio.
- ✓ Incentivar el desarrollo eficiente de la red.

76
ACD

- ✓ Asegurar un tratamiento transparente y no discriminatorio por tipo de usuario de las redes.
- ✓ Permitir la expansión del servicio a centros poblados alejados de los centros urbanos donde es viable técnica y financieramente la prestación del servicio con gas combustible por redes.
- ✓ Cambiar los incentivos regulatorios avanzando a una metodología de costo histórico, que están más acordes al grado de madurez del mercado, y una canasta de tarifas más acorde a un mercado de sustitutos. Eliminando los problemas de una metodología de costo medio de mediano plazo dadas las asimetrías de información en las proyecciones de demanda.
- ✓ Ofrecer mayor flexibilidad al distribuidor para acceder a los usuarios que tienen alternativas de sustitución a otros energéticos.
- ✓ Ajustar los criterios de eficiencia utilizados para la determinación de los costos.
- ✓ Actualizar la composición y los costos de las unidades constructivas, así como la inclusión de nuevas requeridas para el inventario de activos en operación y a desarrollar en el próximo periodo tarifario.
- ✓ Propender por una mejor asignación de costos de la actividad
- ✓ Aprobar cargos, cerciorándose que se está haciendo uso eficiente de la canasta energética, evitando las posibles distorsiones causadas por los subsidios a la oferta, mediante la utilización de recursos públicos, destinados al desarrollo de infraestructura de distribución del gas combustible.

4 LOS SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Resolución CREG 011 de 2003

El artículo 2 de la Resolución CREG 011 de 2003 define la distribución y sistema de distribución como:

"DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE: Es el transporte de gas combustible a través de redes de tubería, desde las Estaciones Reguladoras de Puerta de Ciudad, o desde un Sistema de Distribución, hasta la conexión de un usuario, de conformidad con la definición del numeral 14.28 de la Ley 142 de 1994.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: Es el conjunto de gasoductos que transporta gas combustible desde una Estación Reguladora de Puerta de Ciudad o desde otro Sistema de Distribución hasta el punto de derivación de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su conexión y medición".

4.2 Resolución CREG 136 de 2008

XL
AD

Las bases consignadas en la Resolución CREG 136 de 2008, indicaron que en los casos cuando dos sistemas de distribución de mercados relevantes diferentes se conectan, se puede dificultar establecer la frontera entre sistema de distribución y sistema de transporte a partir de las definiciones establecidas en las metodologías vigentes, aunque algo que si es inequívoco es que un sistema de transporte puede vincular varios mercados de distribución y demanda no regulada.

Por eso la CREG consideró necesario precisar las definiciones referentes a la actividad de Distribución con el propósito de que no presenten dualidades de interpretación con la actividad de transporte.

4.3 Análisis

La Resolución CREG 136 de 2008 consideró el análisis sobre el alcance de la definición de la actividad de distribución, teniendo en cuenta la dificultad que se ha presentado en algunos casos para interpretar cuando un sistema puede considerarse como activo de distribución o como activo de transporte. Sin embargo, es de indicar que con posterioridad se expedieron normas que trataban de precisar y aclarar el alcance de estas dos actividades.

Entre las cuales está el Decreto 2730 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía y por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural había establecido disposiciones en relación con la definición de sistemas de distribución y sobre el acceso y la interconexión de sistemas de distribución. Dada la certidumbre del cambio de estas disposiciones, la CREG tuvo que esperar, para hacer los ajustes, hasta que fueran remplazadas en el Decreto 2100 de 2011, que remplazó el Decreto 2730 en mención.

De otro lado, la Resolución CREG 126 de 2010 por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, determinó lo siguiente:

En cuanto a las definiciones de sistemas de transporte lo siguiente:

Sistema de Transporte Existente: *Son los activos del SNT para los cuales, a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, la CREG ha aprobado cargos regulados.*

Servicio de Transporte de Gas a Contraflujo: *Es el servicio de transporte de gas en el cual se involucran tramos de gasoductos del SNT que presentan Condición de Contraflujo. Este servicio estará sujeto a las reglas definidas en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la complementen o modifiquen.*

Sistema Troncal de Transporte – STT: *Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, derivados de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y sistemas de almacenamiento. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el Factor de Utilización Normativo.*

Sistema Regional de Transporte – SRT: Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de Sistemas Troncales de Transporte, puntos de entrada de campos de producción o puntos de transferencia de otros sistemas de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro(s) Sistema(s) Regional(es) de Transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento. También aquellos que permiten transportar gas natural entre dos o más mercados relevantes de comercialización. Los Sistemas Regionales de Transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de distribución. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el Factor de Utilización Normativo.

Ahora bien, esta resolución define la Red Tipo I y Tipo II de transporte así:

“Artículo 21. Red tipo I de transporte. La red tipo I de transporte corresponderá a aquellos gasoductos incluidos en el Anexo 7 de la presente Resolución. La Comisión podrá incorporar, mediante resolución, nuevos gasoductos a la red tipo I de transporte teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Que el gasoducto conecte puntos de producción o importación de gas natural con el SNT;
- b) Que el gasoducto conecte el SNT con puntos de exportación de gas natural; y
- c) Que el nuevo gasoducto conecte el SNT con una ciudad capital de departamento.

Artículo 22. Red tipo II de transporte. La red tipo II de transporte corresponderá a aquellos gasoductos del SNT que no estén incluidos en el Anexo 7 de la presente resolución y a aquellos que la Comisión no incorpore a la red tipo I de transporte de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 21 de la presente Resolución. También harán parte de la red tipo II de transporte:

- a) Los gasoductos que se deriven de gasoductos de la red tipo I o tipo II del SNT.
- b) Los gasoductos que conecten un nuevo punto de producción o importación con un sistema de distribución no conectado al SNT.
- c) Los gasoductos que se construyan desde un sistema de distribución existente, localizado en un mercado relevante de distribución existente, para entrar a otro mercado relevante de distribución existente, en los cuales el servicio de distribución sea prestado por distribuidores distintos, que no tengan vinculación económica entre sí.

Parágrafo. Los gasoductos en ejecución y aquellos en operación a la entrada en vigencia de la presente Resolución que no hayan sido considerados en la base de inversiones para aprobación de cargos vigentes, y que estén siendo construidos o hayan sido construidos por un distribuidor desde un sistema de distribución existente, localizado en un mercado relevante de distribución existente, para entrar a otro mercado relevante de distribución existente, en los cuales el servicio de distribución sea prestado por distribuidores distintos, que no tengan vinculación económica entre sí, serán considerados como gasoductos de la red tipo II de transporte y se deberán cumplir las normas de integración vertical. La Comisión determinará caso a caso cuáles activos harán parte de la red tipo II de transporte”.

De acuerdo con lo anterior, se ha precisado que aquellos gasoductos que se construyan desde un sistema de distribución existente, localizado en un mercado relevante de

distribución existente, para entrar a otro mercado relevante de distribución existente, en los cuales el servicio de distribución sea prestado por distribuidores distintos, que no tengan vinculación económica entre sí, serán considerados dentro de la actividad de transporte.

No obstante, estas definiciones fueron establecidas bajo lo dispuesto por el Decreto 2730, disposiciones derogadas por el Decreto 2100 de 2011. Por esto la Comisión a propuesto modificar esta disposición de tal forma la conexión entre sistemas de distribución serán activos de distribución. Además se da la señal de eficiencia económica para que los agentes tomen la decisión de conectarse a otro sistema de distribución o a un gasoducto del Sistema Nacional de Transporte - SNT. Decisión que sólo se permitirá para conexión de nuevos mercados o donde se esté prestando el servicio a través de un sistema de transporte de gas natural comprimido.

Por lo tanto, para la metodología de distribución es importante definir sistema de distribución y aclarar, las reglas para conformación de sistemas distribución e indicar la forma de remuneración de sistemas de distribución que se desprenden de otros sistemas de distribución. Esto teniendo en cuenta que aunque esto esta considerado hoy en día dentro de la definición en la fórmula tarifaria no hay claridad de cuanto debe pagar el sistema de distribución que se conecta a otro.

4.4 Propuesta

Con el fin de dar claridad sobre la conformación de sistemas de distribución, se establecerá como definición y reglas de conformación lo siguiente:

4.4.1 Sistema de Distribución

Es el conjunto de gasoductos y estaciones reguladoras de presión que transportan Gas Combustible desde una Estación Reguladora de Puerta de Ciudad o desde una Estación de Transferencia de Custodia de Distribución¹ o desde un Tanque de Almacenamiento, hasta el punto de derivación de otro Sistema de Distribución y/o de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su Conexión. Estos deben ceñirse a las reglas para la conformación de Sistemas de Distribución que se establecen a continuación:

4.4.2 Reglas de Conformación de Sistemas de Distribución

- i) El Sistema de Distribución será considerado por mercado, con independencia de si tiene dos o más propietarios.
- ii) También se considerarán parte de un Sistema de Distribución los gasoductos que se construyan para conectarse, a través de una Estación de Transferencia de Custodia de Distribución, a otro Mercado Relevante de Distribución Existente, en los cuales el servicio de distribución podrá ser prestado por el mismo Distribuidor o por distribuidores distintos que pueden tener o no vinculación económica entre sí.

¹ Se incluye dentro de la propuesta regulatoria la definición de Estación de Transferencia de Custodia de Distribución, la cual es define así: Estación de transferencia de custodia, en la cual se efectúan labores de medición del gas y en algunos casos de regulación de presión del gas. A partir de este punto inician las redes que conforman total o parcialmente un Sistema de Distribución conectado a otro Sistema de Distribución y se da la transferencia de la custodia del gas combustible entre Distribuidores.

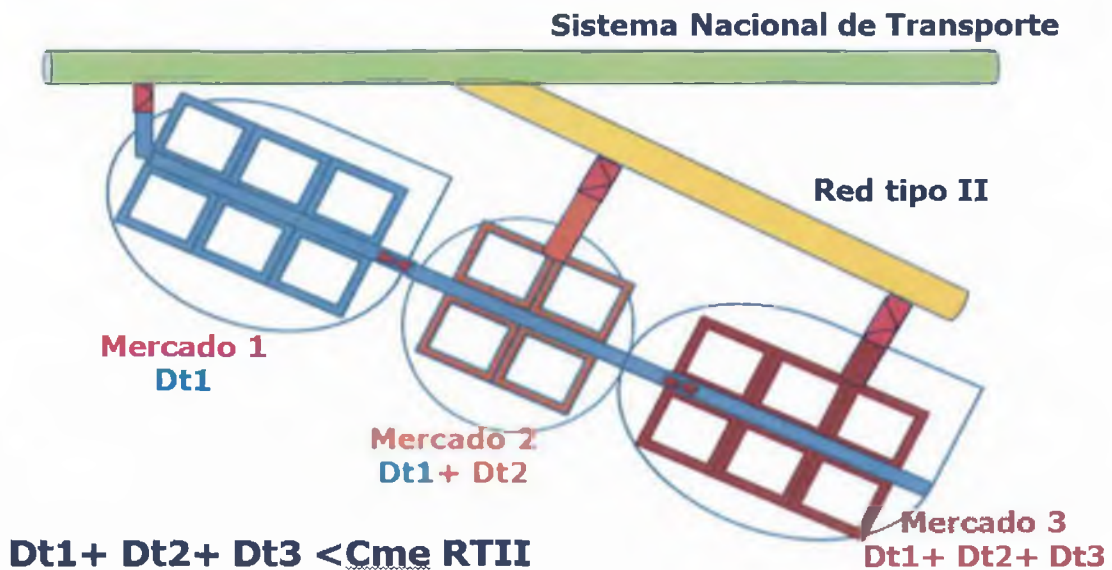
- iii) A fin de contar con una mejor discriminación de los costos que los diferentes tipos de usuarios le imponen a los sistemas de distribución, se propone que éstos se estructuren en dos subsistemas: red primaria² y red secundaria³. Esta diferenciación además servirá para determinar el costo que le impone un sistema de distribución al sistema de distribución del cual se conecta.
- iv) Para aplicar el Cargo de Distribución, que se conecta otro Sistema de Distribución, se debe dar cumplimiento a lo siguiente:
- Se considerarán los Cargos de Distribución de los Sistemas de Distribución a los que se vaya a conectar un nuevo Sistema de Distribución o un Sistema de Distribución existente pero atendido con GNC, siempre y cuando:
 - a. la suma de los Cargos de Distribución, dependiendo de la red (primaria o secundaria) a la que se conecta, más el costo medio de la Estación de Transferencia de Custodia de Distribución más el costo medio del gasoducto de conexión, de los dos Sistemas de Distribución sea menor que el cargo medio de una posible red tipo II de transporte más el costo medio de la Estación de Puerta de Ciudad que conecte el respectivo Mercado Relevante de Distribución con el SNT, y
 - b. que al momento de presentarse la solicitud por parte del Distribuidor no exista o no se haya comenzado la construcción de una extensión de la red tipo II de transporte que conecte el Sistema de Distribución al SNT.
 - Reglas para la comparación de la suma de los Cargos de Distribución más el costo medio de la Estación de Transferencia de Custodia de Distribución más el gasoducto de conexión de los dos Sistemas de Distribución y el cargo medio de la red tipo II de transporte más el costo medio la Estación de Puerta de Ciudad que conecte el respectivo Mercado Relevante de Distribución con el SNT:
 - a. Cuando de manera previa a la solicitud del Distribuidor la Comisión haya adoptado cargos para una red tipo II de transporte, para conectar el respectivo Sistema de Distribución al SNT, para efectos de la comparación se le sumará al costo medio de la Estación de Puerta de Ciudad el cargo medio de la red tipo II de transporte correspondiente para una pareja 100 fijo cero variable. Este valor será aquel que se empleará para compararlo con la suma de los Cargos de Distribución más el costo medio de la Estación de Transferencia de Custodia de Distribución más el gasoducto de conexión, conforme a la solicitud presentada.

² Se propone definir Red Primaria de Distribución como: Red conformada por los Tanques de Almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución o estaciones reguladoras de presión, más la tubería de acero de todos los diámetros y/o tubería de polietileno de los diámetros de 2, 3, 4, 6, 8 y 10 pulgadas, que de éstas se derivan.

³ Se propone definir Red Secundaria de Distribución como: Red conformada por los Tanques de Almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución o estaciones reguladoras de presión más la tubería de polietileno, de diámetros de ½, ¾ y 1 pulgada, que de éstas se derivan.

- b. Cuando de manera previa a la solicitud del Distribuidor, la Comisión no haya adoptado cargos para una red de transporte tipo II, y no se haya presentado una solicitud para una extensión de una red de transporte tipo II, el Distribuidor procederá a estimar el cargo medio de una posible red tipo II de transporte. A este valor se le sumará el costo medio de la Estación de Puerta de Ciudad que conecta al Mercado Relevante respectivo, más el costo de conexión al Sistema Nacional de Transporte conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 169 de 2011 y aquellas que las modifiquen, aclaren o sustituyan.

Figura 1. Sistemas de distribución que se conectan de otros sistemas de distribución



El cargo Dt1 que deberá pagar Dt2 por el uso de las redes del primero, una vez se conecte este, debe corresponder al cargo que resultaría para Dt1 sumar el delta de demanda que se incluye por atender Dt2.

- El Sistema de Distribución que se conecte a otro Sistema de Distribución, debe pagar por su uso, el Cargo de Distribución de este último ajustado con la demanda asociada al Sistema de Distribución que se conectan. El Cargo de Distribución aplicable será: (i) si se conecta a la Red Primaria de Distribución, el Cargo de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial y ii) si se conecta a la Red Secundaria de Distribución el Cargo Aplicable a los Usuarios de Uso Residencial.
- Los Sistemas de Distribución de los Nuevos Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario o Municipios Nuevos, deberán cumplir la condición de que el costo unitario de Gas Natural en estos Sistemas de Distribución o Municipios Nuevos no sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP por cilindro portátil, según lo establecido en la Resolución CREG 141 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya.

- Los Sistemas de Distribución existentes atendidos con Gas Natural Comprimido o los Sistemas de Distribución nuevos o Municipios Nuevos que requieran conectarse a otro Sistema de Distribución existente o conectarse al SNT, deberán cumplir la condición de que el costo unitario de Gas Natural en estos Sistemas de Distribución o Municipios Nuevos no sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP por cilindro, según lo establecido en la Resolución CREG 141 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya.

5 MERCADO RELEVANTE

5.1 Resolución CREG 011 de 2003

El mercado relevante de distribución para el cálculo tarifario, de conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG-011 de 2003, es definido por la CREG con base en la solicitud tarifaria que presente cada distribuidor.

Este mercado relevante está determinado actualmente como el conjunto de usuarios pertenecientes a un municipio o grupo de municipios, para el cual la CREG establece el cargo de Distribución.

Esta constitución de mercado relevante consideró como unidad mínima un municipio con el propósito de que los usuarios de una misma población contaran con las mismas condiciones tarifarias. Así mismo, permitió la agrupación de municipios en un mismo mercado siempre y cuando éstos contaran con características comparables en el costo de la infraestructura de distribución y comercialización como en las características de la demanda a atender.

Es de indicar que para permitir la agregación de municipios dentro de un mercado relevante, se utilizan los criterios considerados en el Documento CREG 009 de 2004 "Determinación de Cargos de Distribución y Comercialización de Gas Combustible por redes – Documento Aspectos Generales":

- Costos superiores al costo de electricidad: Los municipios nuevos que presenten costos de distribución y conversión a gas superiores al costo de la electricidad, no se anexarán dentro de un mercado existente. Por lo tanto estos municipios serán considerados como mercados nuevos independientes y con cargos que reflejen los costos reales de prestación del servicio.
- Costos superiores al costo del GLP: Aquellos municipios que pretendan ser anexados a mercados existentes como expansión, no deberán incrementar los costos del mercado existente a niveles superiores a los del GLP. En el caso de incrementar dichos costos, los municipios conformarán un nuevo mercado relevante con cargos que reflejen costos reales de prestación del servicio.
- Municipios con más de un operador de red: Para los municipios con más de un operador de red, en principio, el mercado se definirá para dicho municipio y con un cargo independiente.

5.2 Resolución CREG 136 de 2008

En la Resolución CREG 136 de 2008, sobre este tema se estableció que se estudiarían criterios para la inclusión de nuevos municipios a mercados ya existentes, así como la agregación de municipios dentro de un mercado relevante y los límites permisibles del subsidio cruzado entre municipios. Para esto se analizarán aspectos como municipios con costos de prestación del servicio del gas natural superiores al costo de electricidad y/o al costo del GLP, entre otros.

De igual manera, se determinó que se analizaría la procedencia de implementar reglas de coexistencia para los casos en donde en un mismo mercado resulten prestando el servicio dos o más prestadores.

De otro lado, se ha observado que las empresas cuando realizan sus solicitudes tarifarias sólo contemplan el anillado de las cabeceras urbanas y que las expansiones a áreas rurales no son incluidas por considerarse como proyectos independientes. En tal sentido y con el propósito de no limitar la expansión a dichas áreas rurales que involucran corregimientos, se revisará la conveniencia de modificar la constitución del mercado relevante y la posibilidad de diferenciar costos entre cabecera urbana y otros centros poblados del municipio.

5.3 Comentarios de los Agentes

Al respecto los agentes manifestaron lo siguiente:

Gas Natural S.A. ESP

“El Regulador plantea estudiar criterios para la inclusión de nuevos municipios a mercados ya existentes, así como la agregación de municipios dentro de un mercado relevante. Lo anterior posibilitaría la solicitud tarifaria de un solo cargo de distribución para un mercado relevante que incorpore nuevos municipios a los existentes.

En particular, señalamos la conveniencia de esta propuesta regulatoria de cara a la posibilidad de masificar el servicio de gas combustible en los municipios circundantes a los mercados relevantes atendidos por el Grupo, especialmente, Gas Natural SA ESP, los cuales, frente a incentivos de la regulación para el próximo quinquenio tarifario, particularmente los relacionados con esquema de remuneración, serán sujetos de expansión del servicio y por ende, aprovechamiento de economías de escala logrables dada nuestra condición de distribuidores incumbentes.

No obstante, es importante considerar que el esquema planteado no debe derivar en un sacrificio de competitividad del gas en los mercados elásticos, pues las poblaciones más densas financian parcialmente la prestación del servicio de los nuevos mercados. En adición, el planteamiento tiene sentido en la medida en que se capturen economías de escala y esto se logra si es un solo prestador el que lleva a cabo los programas de expansión, de no hacerse así, en un ambiente de competencia se perderían las economías de escala propias de la distribución y se generarían subsidios cruzados entre agentes con la consecuente ineficiencia económica, lo cual es a todas luces incompatible con una metodología que asigna el riesgo de demanda y comercial al distribuidor”.

Ahora bien, sobre el particular Naturgas manifestó lo siguiente:

Naturgas

"El supuesto de que "...se ha observado que las empresas cuando realizan sus solicitudes tarifarias sólo contemplan el anillado de las cabeceras urbanas y que las expansiones a áreas rurales no son incluidas por considerarse como proyectos independientes." mencionado en la resolución CREG 136 de 2008" no es totalmente cierto. Las compañías han incorporado áreas rurales dentro de sus mercados relevantes en su área de influencia (ver anexo 1). En Colombia, actualmente las distribuidoras atienden 498 poblaciones en 22 Departamentos, de los cuales 36 nuevos municipios se han incorporado en el primer semestre del 2009.

Consideramos que la definición de los mercados relevantes por parte de la CREG a partir de las solicitudes tarifarias de las empresas de distribución ha permitido incluir municipios y grupos de municipios no sólo incluyendo cabeceras urbanas sino también áreas rurales.

Teniendo en cuenta los logros alcanzados en la atención tanto de mercados urbanos como en rurales es conveniente continuar con el esquema vigente en donde las empresas presentan la composición de los mercados relevantes en su solicitud tarifaria para posterior validación y aprobación por parte de la CREG".

Gas Natural S.A. E.S.P. (E-2012-000632)

"Como es de su conocimiento, el Grupo Gas Natural Penosa ha incluido dentro de sus planes de crecimiento la expansión del servicio de gas natural a los municipios circundantes de los mercados relevantes que actualmente opera, en consonancia con los objetivos gubernamentales de universalización del servicio y convergencia y equidad regional.

En el área de influencia de los mercados relevantes de Gas Natural, GasOriente, Gas Natural Cundiboyacense y Gas Nacer, existe un significativo potencial de usuarios a los cuales se les podrá llevar el servicio en los próximos años de contar con los incentivos adecuados para ello, fortaleciendo los excelentes resultados que se han obtenido a lo largo de los últimos 20 años.

Durante ese periodo, las metodologías tarifarias han promovido la masificación del servicio y las expansiones de los sistemas de distribución. Sin embargo, en las condiciones actuales, es necesario realizar cambios al marco regulatorio con el fin de proporcionar incentivos adicionales para lograr el objetivo señalado, aspecto que debe ser abordado en la discusión de la metodología tarifaria que expedirá la CREG en este año.

El Grupo Gas Natural Penosa ha contribuido con la masificación del servicio, abasteciendo actualmente a 2,2 millones de usuarios (37% del total del país) en 98 municipios. Tal nivel de cobertura se ha logrado aprovechando las economías de escala propias de la distribución de gas y al esquema de los subsidios a la infraestructura que hasta la fecha ha ofrecido el Gobierno nacional.

En tal sentido, La revisión de la metodología tarifaria de la actividad de distribución es una oportunidad para acometer los cambios necesarios para continuar promoviendo la

masificación del servicio de gas natural; y con el objetivo de aportar en el desarrollo de dicho proceso, planteamos a continuación algunos aspectos a ser considerados en la definición de la nueva metodología.

1. Antecedentes

La resolución CREG 011 de 2003 incorporó incentivos que promovieron la expansión de los sistemas, tales como la metodología de costo de mediano plazo, la canasta tarifaria y el reconocimiento de los riesgos de la actividad.

Por otra parte, se ha contado con subsidios para la conexión de los usuarios residenciales y tarifas específicas para el segmento de gas natural vehicular así como con subsidios para la instalación de los kit en los automotores.

En particular, la metodología tarifaria que se encuentra vigente permite la incorporación de municipios no atendidos a los mercados relevantes definidos facilitando la provisión del servicio a municipios con costos medios crecientes mediante el aprovechamiento de economías de escala, lo que se ha reflejado en tarifas acordes con el criterio de competitividad frente a combustibles sustitutos.

Bajo estas reglas se ha promovido el uso eficiente de los recursos con la utilización del gas natural en centros urbanos y áreas pobladas, y la dedicación del gas licuado de petróleo (GLP) a los usuarios de las áreas rurales, donde no es posible llegar con redes de tubería de gas natural.

Este esquema se ha basado, como en la mayoría de servicios públicos y sectores intensivos en infraestructura, en la aplicación de cargos de transporte y de distribución homogéneos (estampillas), los cuales han contribuido a proveer el servicio a costos asequibles a los usuarios que de otra manera no se hubiesen beneficiado del suministro del gas natural al estar ubicados en municipios alejados de las redes de transporte y con baja densidad poblacional, que determinan que su costos unitarios promedio sean superiores al costo medio del mercado.

No obstante en el marco regulatorio vigente, la Comisión expidió la Res. 126 de 2010 que establece el esquema de expansión de gasoductos ramales tipo II (Art. 25), el cual, no ha motivado la interconexión de nuevos mercados al sistema de transporte nacional, dado el complejo proceso regulatorio y la imposibilidad de obtener el estampillamiento de los ramales requeridos.

Por otra parte, en la propuesta metodológica planteada por la CREG en la Res. 136 de 2008, se contempla reemplazar la metodología tarifaria de costo medio de mediano plazo vigente por una metodología de costo histórico que no otorgaría los incentivos requeridos para expandir los sistemas de distribución hacia nuevos mercados.

El país cuenta con un importante potencial de expansión en regiones aisladas, tal como se observa en el Cuadro 1, en las que el gas natural a través de red de tubería es una alternativa energética de mayor seguridad y menor costo respecto a otros combustibles disponibles, lo que contribuiría a incrementar el bienestar y el nivel de calidad de vida de miles de familias de escasos recursos de esta región. En particular, en la zona centro, el mercado del Altiplano Cundiboyacense tiene un potencial de aproximadamente 75.000 usuarios residenciales en municipios no incluidos en el área de servicio exclusivo, (Boyacá y Cundinamarca) que pueden ser conectados en los próximos cinco años.

KL

AD

Cuadro 1. Potencial de expansión de gas natural por redes de tubería en Colombia

Esperamos que en la definición de la metodología tarifaria de distribución que está próxima a expedir la CREG, se incluirán los incentivos adecuados para que los distribuidores desarrollemos la expansión del servicio en condiciones de suficiencia financiera.

2. Señales de expansión de gasoductos ramales de transporte de la Res. 126 de 2010

Gas Natural Fenosa adelanta actualmente algunos proyectos de expansión en nuevos mercados de distribución dentro de las áreas de influencia de operación de la compañía en el Altiplano Cundiboyacense, y que se señalan en el Cuadro 2.

Sin embargo, la aplicación práctica de la Res. 126 de 2010 para los procesos de gasificación adelantados, ha permitido evidenciar algunos problemas en el proceso definido para la aprobación de los cargos de transporte de los ramales de interconexión, los cuales describimos a continuación.

Cuadro 2. Potencial de expansión de Gas Natural SA ESP

a) El proceso regulatorio es complejo

Los tiempos requeridos para la aprobación de los cargos de las expansiones de los ramales de transporte originan riesgos para la instalación de redes de distribución en los nuevos mercados, ya sea por la pérdida de recursos de financiación o la fragmentación de los proyectos por decisiones de las autoridades locales o por la intervención de otros agentes en los procesos de gasificación.

El plazo de 4 meses para conocer el interés de otro agente para el desarrollo del proyecto del gasoducto tipo II, se considera excesivo. Ahora bien, tal como lo define el literal h) del Art. 24 de la Res. 126 de 2010, en caso que no se presente otro agente en el proceso de convocatoria, y tal como ha sucedido en la práctica, solo una vez finalizado este plazo la CREG inicia con la evaluación de la solicitud del agente, evaluación que por demás no tiene un periodo de tiempo definido.

Adicionalmente, como lo establece el Art. 1 de la Res. 141 de 2011, si el agente requiere que las inversiones del proyecto se incluyan dentro del cálculo tarifario de los tramos existentes (estampillamiento de la infraestructura en los cargos de transporte existentes), sólo podrá hacer esta nueva solicitud hasta tanto se adopten los cargos de transporte que actualmente se encuentran en proceso de aprobación por parte de la Comisión.

Por otro lado, la posibilidad de que se acoten las inversiones de transporte y el plazo de un año que se otorga para el inicio de construcción del ramal de transporte pueden dar lugar a que el transportador desista de acometer las inversiones, lo cual imposibilitaría el desarrollo del sistema de distribución asociado.

En caso que la extensión del ramal tipo II y la construcción del sistema de distribución sean ejecutados por agentes distintos, no se asegura que la infraestructura entre en operación de manera coordinada, ante lo cual el distribuidor queda sujeto a la decisión de

inversión por parte del agente interesado en el proyecto de transporte, retrasando así la puesta en servicio a los usuarios finales.

Por último, se han evidenciado casos en los que algunos distribuidores han obviado la aplicación del esquema definido en la Res. CREG 126 de 2010 para la conexión de proyectos de expansión municipal al sistema nacional de transporte (SNT), lo que resta certeza al procedimiento y genera señales inadecuadas para las empresas del sector.

Con el fin de otorgar las señales adecuadas para la expansión del servicio es necesario que se adecúe el proceso reduciendo los plazos para la aprobación de la remuneración de los gasoductos, e incrementando la certeza de ejecución del proyecto por parte del correspondiente transportador.

b) Algunos gasoductos ramales resultan inviables en el actual esquema

La metodología dispuesta en el Parágrafo 4 del Artículo 25 de la Res. 126 de 2010 no viabiliza proyectos de expansión a municipios apartados y con bajas densidades poblacionales desde el punto de vista tarifario y de competitividad dado que generalmente los gasoductos de conexión al SNT tienen costos unitarios superiores a los costos medios del tramo al cual se conecta.

Esta condición priva a las regiones de los beneficios del servicio de gas natural y los obliga a satisfacer sus necesidades energéticas con combustibles de mayor costo al gas natural, por ejemplo GLP.

Como se comentó, con ocasión del proyecto de resolución 022 de 2009 (comunicación GN-10150100-013-2009), es necesario promover la expansión del servicio mediante el estampillamiento de los nuevos ramales, mecanismo que es común a todos los servicios públicos.

3. Estampillamiento de los sistemas de distribución como señal de expansión del servicio

Al igual que en el transporte, es necesario que la regulación utilice el estampillamiento de los cargos de los sistemas de distribución como esquema de masificación del servicio a través de la agregación de municipios en un mismo mercado relevante.

La reglamentación de la propuesta regulatoria planteada en las bases metodológicas de distribución (Res. 136 de 2008) sobre definición de mercado relevante⁸, es una oportunidad para incluir nuevos municipios a mercados existentes y para agregar de mercados relevantes ya definidos, con el fin de extender el servicio a costos asequibles para los potenciales usuarios aprovechando las economías de escala de los mercados existentes aprovechando la cercanía geográfica de los mercados atendidos por el mismo distribuidor incrementando el bienestar y el progreso de miles de familias de escasos recursos, otorgándoles acceso a un energético de menor costo respecto a los combustibles disponibles en zonas dispersas del país.

Así por ejemplo, si se viabilizara la integración de los 12 municipios en el Altiplano Cundiboyacense, en donde ya existen cargos de distribución aprobados de acuerdo con el trámite tarifario adelantado por Gas Natural S.A. E.S.P., el cargo de distribución resultante para los usuarios de gas natural en Bogotá tendría un aumento de alrededor de

72

72

tan solo 1,32% respecto al cargo vigente, a la vez que se obtendrían ahorros significativos en los cargos de distribución independientes para cada municipio.

En promedio, los usuarios potenciales de gas natural de los municipios circundantes al área de influencia de Bogotá tendrían un ahorro estimado de 300 \$/m³ en el cargo de distribución si las inversiones en distribución necesarias para su gasificación se imputaran a la inversión base del sistema de distribución del mercado relevante de Gas Natural, lo cual mejora ostensiblemente la competitividad frente a combustibles de mayor costo, caso del GLP.

Adicionalmente, si las inversiones en gasoductos de interconexión de los sistemas de distribución necesarias para dichos municipios se incluyeran como parte de la inversión base del distribuidor incumbente, el impacto final en el cargo de distribución sería del 5%, lo que mantiene el nivel de competitividad del gas natural como energético de menor costo en el área de influencia del Altiplano Cundiboyacense.

Este desarrollo del sistema ha sido recomendado en el estudio "Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo"¹⁰:

"... un aspecto que podría facilitar el proceso de toma decisiones de expansión sería permitir la integración entre SRT (Sistema Regional de Transporte) y el Distribuidor en departamentos o regiones que constituyen extremos del Sistema Troncal de Transporte (STT). Ello facilitaría el desarrollo del mercado en la región de influencia, gestionando mejor los riesgos comerciales y optimizando las decisiones en confiabilidad con medidas como parqueo, empaquetamiento u otro tipo de almacenamiento. Lo anterior parece aún más pertinente si se tiene en cuenta que la expansión de la distribución hacia nuevas localidades se da fundamentalmente hacia la periferia con demanda poco densa y con posibilidades remotas de contar con más de un oferente de gas...

La solicitud del Grupo Gas Natural Fenosa para unificar un cargo medio de distribución (Dm) que apalanque la expansión a nuevos municipios con base en los mercados existentes permitirá cumplir con el objetivo de proveer energía a la población más vulnerable mediante un esquema financiero sostenible, promoviendo con ello la universalización del servicio de gas natural y la equidad regional.

4. Solicitud al Regulador en el contexto de discusión de la metodología de remuneración de la distribución

En la actualidad, dado que el Regulador se encuentra construyendo el esquema de remuneración de la distribución para el siguiente quinquenio tarifario, con base en argumentos anteriormente expuestos sobre expansión del servicio, respetuosamente se solicita a la Comisión:

- a) Permitir la inclusión de nuevos municipios a mercados ya existentes, así como la agregación de municipios dentro de un mercado relevante.
- b) Permitir la inclusión de los gasoductos de interconexión de los sistemas de distribución al SNT en la inversión base del mismo mercado relevante.
- c) Mantener la metodología vigente en la Resolución CREG-011 de 2003 (Costo Medio de Mediano Plazo), pues ha sido exitosa para promover la masificación del gas natural.

72
AD

5.4 Respuestas a los comentarios

Tal y como indican los Agentes, la estructura de mercado relevante que fue definida en la metodología tarifaria consignada en la Resolución CREG 011, ha facilitado la expansión del servicio público a nuevas áreas, ha permitido incrementar la cobertura, ha propiciado la penetración del gas natural en el sector industrial y además ha eliminado las posibles barreras a la entrada de nuevos agentes a un mercado.

En este sentido es de anotar que la Comisión ha aprobado cargos de distribución y comercialización para más de 150 mercados relevantes hasta diciembre de 2011.

No obstante lo anterior, hay que considerar que parte de la cobertura conseguida se ha logrado a partir de las economías de escala propias de un monopolio natural, como es el caso de distribución por redes, que se logran al unir poblaciones más grandes y más densas con las de menor tamaño y menor número de usuarios que puede haber dentro de un mismo mercado relevante, aunque esto podría implicar también subsidios cruzados los cuales aunque serían una señal de ineficiencia económica. Dado que no es posible determinar la frontera entre el beneficio por aumento de economías de escala versus la ineficiencia por subsidios cruzados una buena medida para permitir agrupación de mercados relevantes es que se permitan hasta tanto no se desplace el uso de un energético sustituto más eficiente.

Teniendo en cuenta los beneficios para la ampliación de la cobertura, este concepto seguirá utilizándose para la masificación del gas el próximo quinquenio. Sin embargo, la CREG considera que no en todos los casos la metodología debe permitir que se den estos subsidios cruzados, pese a lograrse economías de escala, y en especial cuando existe la incorporación de nuevos municipios a mercados ya existentes que lo que conlleva a que el gas natural por redes en condiciones más favorables o desplace otros energéticos.

Es de anotar que las empresas que prestan el servicio de GLP por cilindros están realizando grandes inversiones en cumplimiento del plan de marca para atender usuarios de la parte urbana y rural de los posibles mercados que se puedan estructurar o reconformar. Por lo tanto, y dado que conforme al artículo 74. 1 literal a) de la Ley 142 de 1994, es función de la CREG regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, se deben establecer criterios de tal manera que los cargos que se aprueben a través de la nueva metodología de distribución por redes de tubería, reflejen los verdaderos costos de lo que será prestar el servicio en dicho mercado, de tal manera que puedan competir de una forma transparente con el servicio de GLP.

De otro lado, es importante anotar que a la comisión han llegado reclamaciones en dos sentidos: el primero que varios corregimientos han pretendido contar con el servicio; pero el cargo del municipio, al cual pertenecen, no es suficiente y la otra situación es que usuarios en zonas rurales solicitan el servicio al prestador del servicio que atiende sólo la cabecera municipal y le responden que no es económicamente viable. Esto sucede porque el cargo resultante de establecer como zona geográfica mínima para establecer un

XL

AD

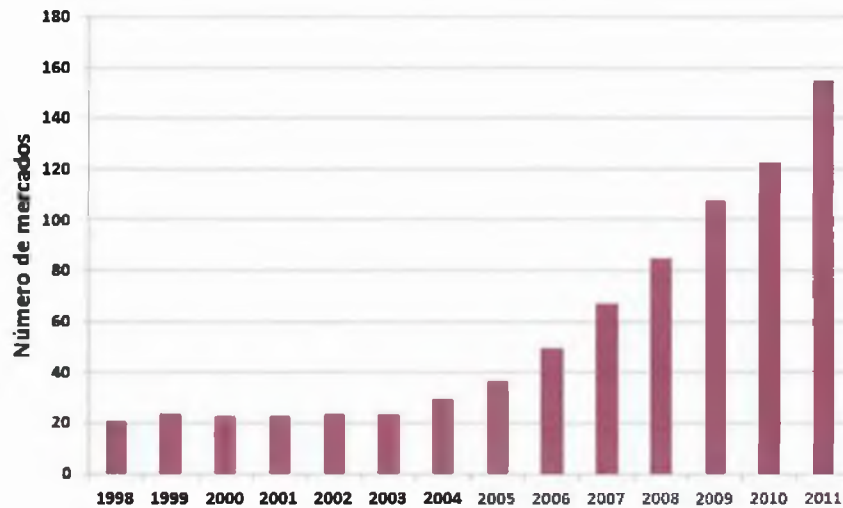
mercado relevante es un municipio en algunos casos no da para atender estos corregimientos y/o usuarios rurales.

5.5 Análisis

A continuación se muestra como ha sido el comportamiento de los mercados relevantes durante el periodo tarifario que culmina.

Se observa durante los años del periodo tarifario fueron aprobados en promedio al año 18 mercados relevantes de distribución. Para contar a final del año 2011 con un promedio de 150 mercados.

Gráfica 1. Número de mercados relevantes aprobados durante el periodo tarifario

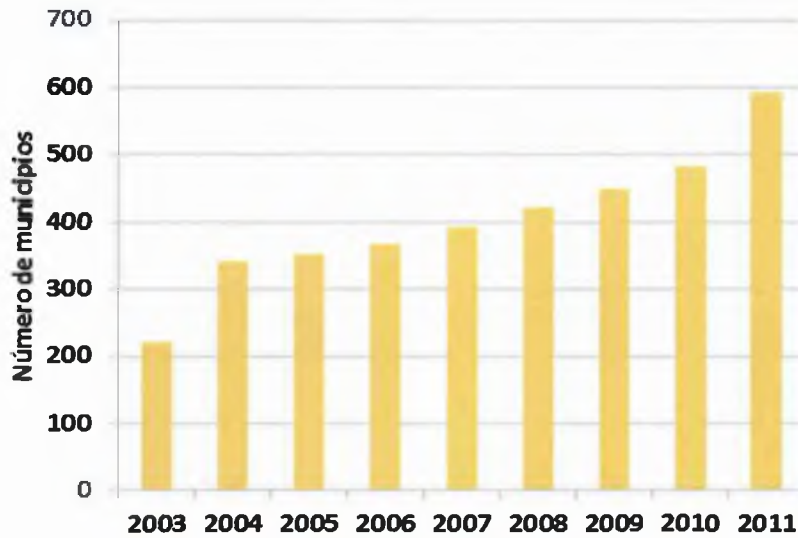


Fuente: CREG

La aprobación de estos mercados relevantes ha llevado a que para diciembre de 2011, se tengan 590 municipios con servicio de gas por redes de tubería. Hoy en día, todas las capitales del país, cuentan con cargos aprobados para distribución de gas combustible por redes de tubería exceptuando Quibdó, Inírida, Mitú y Puerto Carreño.

76
100

Gráfica 2. Número de municipios

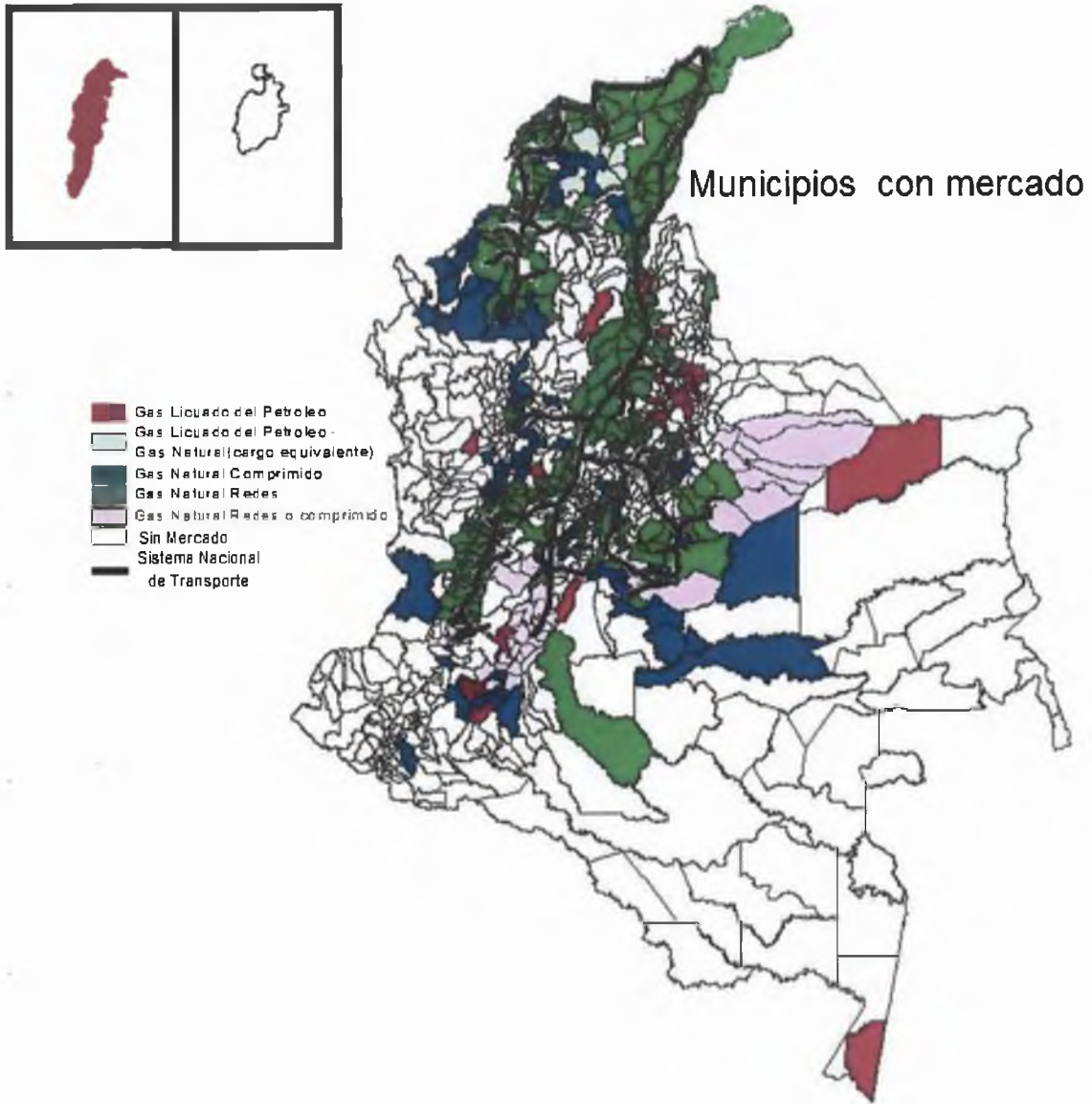


Fuente: CREG

A continuación se muestra un mapa de Colombia, en donde se puede observar la cobertura de los municipios que cuentan con cargos aprobados. En este se puede apreciar que todas las poblaciones cercanas al Sistema Nacional de Transporte, cuentan con servicio, que algunos municipios utilizan tecnología de Gas Natural Comprimido – GNC y gas licuado de Petróleo por redes de tubería. Por esto se puede inferir que las poblaciones que no cuentan con servicio de gas natural por redes es porque están a una distancia considerable de los gasoductos de transporte.

Handwritten marks: "XL" and "100"

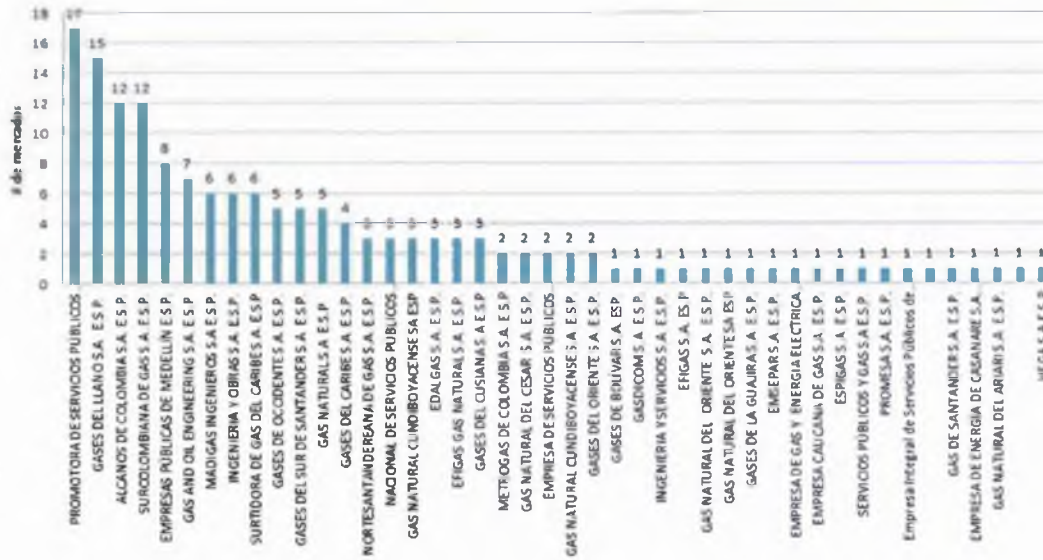
Figura 2. Cobertura del servicio



Fuente: CREG

77
A00

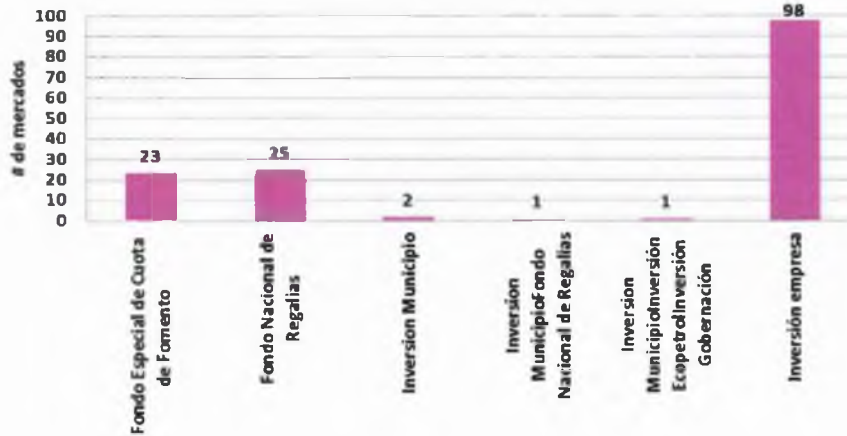
Gráfica 3. Número de Mercados Aprobados por Empresa



Fuente: CREG

Alrededor de 50 mercados cuentan con recursos públicos principalmente del Fondo Especial de Cuota de Fomento y el Fondo Nacional de Regalías.

Gráfica 4. Origen de los recursos



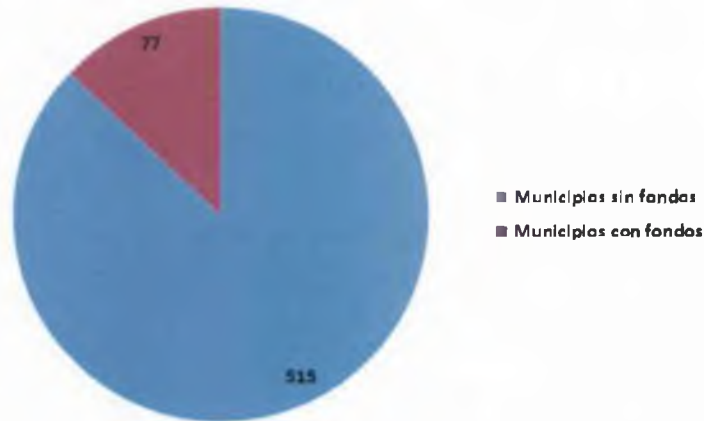
Fuente: CREG

La empresa que cuenta con mayor número de mercados relevantes es la empresa Proviservicios S.A. E.S.P. la cual tiene 17 mercados hasta diciembre de 2011. De los cuales 12 cuentan con recursos de los Fondos Especial de Cuota de Fomento y Fondo Nacional de Regalías.

Handwritten marks: '21' and a signature.

Empresas como Alcanos S.A. E.S.P. cuenta con 12 mercados, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. con 8 mercados, Gases de Occidente S.A. E.S.P. y Gas Natural S.A. E.S.P con 5 mercados.

Gráfica 5. Número de municipios del total con recursos de los fondos



Fuente: CREG

De acuerdo con lo anterior, se tuvieron en cuenta algunos aspectos para la propuesta de conformación de mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario y que son:

- La posible intención de las empresas de agregar mercados existentes o municipios nuevos a mercados existentes, o continuar con los mercados tales como fueron conformados en la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003. cuáles podrían ser los posibles casos de mercados relevantes para la valoración de la inversión.
- Hay mercados que no han cumplido su período tarifario y que quisieran adherirse a un mercado relevante conformado a partir de la nueva metodología. Alternativas para esto.
- Hasta dónde se debe permitir la agregación de mercados existentes y la agregación de municipios nuevos a mercados existentes.
- Se requiere crear mercados relevantes de un área geográfica menor a un municipio para atender uno o varios corregimientos con independencia del cargo vigente en el (los) municipio(s) a los cuales pertenecen.

72

100

5.6 Propuesta

De acuerdo con lo planteado anteriormente, se propone lo siguiente para la definición de mercado relevante de distribución.

5.6.1 Definición Mercado Relevante de Distribución

La propuesta incluye cuatro posibilidades para la conformación de los mercados relevantes de distribución para el próximo periodo tarifario.

Figura 3. Posibles casos de conformación de mercados relevantes para el próximo periodo tarifario.



Por lo tanto, el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario podrá ser por regla general como mínimo un municipio o podrá estar conformado por un grupo de municipios.

21

40

Los Distribuidores podrán acogerse a los siguientes casos para la conformación de los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario y proceder a solicitar a la CREG la aprobación de los cargos correspondientes:

- i. **Mercados Existentes de Distribución:** Constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario, manteniendo la estructura del Mercado Relevante de Distribución conformado según la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.
- ii. **Agregación de Mercados Existentes de Distribución:** Incorporar en un Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario dos o más Mercados Relevantes de Distribución Existentes o que fueron constituidos conforme a la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.
- iii. **Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos:** Conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario con mercado(s) existente(s) conformado(s) con las reglas de la Resolución CREG 011 de 2003 y Municipio(s) Nuevo(s)
- iv. **Creación de Nuevos Mercados de Distribución:** Constituir Nuevos Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario por Municipios Nuevos, bien sea que la infraestructura esté o no ejecutada.

5.6.2 Vigencia de los cargos aprobados

Un aspecto importante a considerar en el caso de agregación de mercados existentes, tiene que ver con la vigencia de los cargos aprobados, esto si se tiene en cuenta que de acuerdo con el Artículo 18 de la Resolución CREG 011 de 2003, los Cargos Promedio de Distribución que ha aprobado la Comisión tienen una vigencia de 5 años a partir de la fecha en que la resolución particular de aprobación queda en firme.

Teniendo en cuenta el principio de simplicidad según el cual las fórmulas tarifarias se elaborarán en forma tal que se garantice su comprensión, aplicación y control, y con el fin de conservar la coherencia con otras disposiciones adoptadas por la CREG⁴, se propone que a partir de la entrada en vigencia de la nueva metodología tarifaria los cargos aprobados estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución mediante la que se adopte la metodología tarifaria general, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar y en todo caso hasta que ésta deje de regir.

Esta propuesta es acorde con las reglas para la solicitud y aprobación de cargos, de forma tal que se permita la conformación de mercados relevantes mediante la agregación de dos mercados ya existentes o mediante la agregación de uno o más municipios nuevos a un mercado relevante ya existente.

⁴ Resolución CREG 126 de 2010

71

ADU

5.6.3 Mercados existentes cuyos Cargos de Distribución no han estado vigentes durante los cinco años y quieran agregarse a otros mercados existentes para conformar un nuevo mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario.

De manera coherente con las alternativas contempladas en la nueva propuesta metodológica para la conformación de mercados relevantes, la CREG considera conveniente otorgar las siguientes opciones en relación con los cargos de distribución que a la entrada en vigencia de la nueva metodología no hayan estado vigentes por un periodo de 5 años, según lo establecido en el Artículo 18 de la Resolución CREG 011 de 2003. En este sentido, se propone que los Distribuidores que se encuentren prestando el servicio en un mercado relevante cuyo cargo no haya estado vigente por cinco (5) años tengan las siguientes opciones:

- **Presentar a la CREG una solicitud de aprobación de cargos una vez entre en vigencia esta Resolución.** En este caso, a más tardar dentro de los dos (2) meses siguientes a la entrada en vigor del presente acto administrativo, el Distribuidor deberá presentar a la CREG una solicitud de cargos, manifestando que desea acogerse a esta opción.

Teniendo en cuenta la posibilidad de que exista más de un Distribuidor atendiendo el mismo Mercado Relevante, todos los Distribuidores deberán renunciar a la vigencia del cargo aprobado según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 y presentar cada uno su respectiva solicitud tarifaria; de lo contrario no podrán acogerse a la opción aquí establecida.

- **Mantener la vigencia de los cargos aprobados para el Mercado Relevante correspondiente, según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003.** En este caso, y durante la vigencia del cargo de distribución, no podrá modificarse la conformación del Mercado Relevante. Una vez el Cargo de Distribución aprobado con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 cumpla su período de vigencia.

5.6.4 Mercado relevante de distribución especial

Es obligación de los prestadores atender todas las solicitudes de suministro a los consumidores residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen. Esta obligación, se da siempre y cuando existan condiciones técnicas razonables dentro de un plan de expansión de costo mínimo, de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994 y en el Código de Distribución.

Es cierto que en varios casos los prestadores del servicio llegan a las zonas rurales pero en otros casos se ha observado que los planes de expansión de las empresas Distribuidoras no incluyen dichas zonas rurales donde la prestación del servicio es técnicamente factible. Esto debido a que los costos de llegar a esos sectores puede resultar mayor a los de las cabeceras municipales principalmente por las distancias y la menor densidad demográfica.

Si se tiene en cuenta que los cargos de distribución son aprobados para la totalidad del o de los municipios comprendidos en el mercado relevante, se podría estar limitando la expansión del servicio a zonas rurales donde es económicamente factible, la cual,

reconocida a sus verdaderos costos puede ser de interés para otros agentes o para el mismo que está atendiendo en dicho mercado.

Sin embargo, es claro que una separación que independice los centros urbanos de los demás centros poblados o zonas rurales, con el correspondiente costo puede resultar menos viable y sería más eficiente llevar otro servicio como el GLP por cilindros.

Por lo anterior, se abre una posibilidad en casos particulares para que un prestador que quiera llegar a un corregimiento o similar pueda hacerlo y tenga una tarifa que incluya los verdaderos costos.

Teniendo en cuenta que existen centros poblados de municipios que cuentan o podrían contar con servicio pero que no forman parte del plan de expansión del Distribuidor que presta en dicho mercado, se propone abrir la posibilidad de constituir un mercado relevante especial, para el cual se establece un cargo por uso del sistema de distribución.

Es de anotar que según el DANE, se entiende por cabecera municipal y centro poblado lo siguiente:

- **Cabecera Municipal (CM):** es el área geográfica que está definida por un perímetro urbano, cuyos límites se establecen por acuerdos del Concejo Municipal. Corresponde al lugar en donde se ubica la sede administrativa de un municipio.

- **Centro poblado (CP):** es un concepto creado por el DANE para fines estadísticos, útil para la identificación de núcleos de población. Se define como una concentración de mínimo veinte (20) viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área rural de un municipio o de un Corregimiento Departamental. Dicha concentración presenta características urbanas tales como la delimitación de vías vehiculares y peatonales. En las tablas referidas a la codificación de la Divipola, se identifican en la columna "Categoría" con la expresión o etiqueta "CP", indicando que si bien se trata de un centro poblado, no se cuenta con la precisión de la autoridad municipal, que permita afirmar si se trata de un caserío, de una inspección de policía, o de un corregimiento municipal.

Este concepto de centro poblado, considera:

- ✓ **Caserío (CAS):** sitio que presenta un conglomerado de viviendas, ubicado comúnmente al lado de una vía principal y que no tiene autoridad civil. El límite censal está definido por las mismas viviendas que constituyen el conglomerado.

- ✓ **Inspección de Policía (IP):** es una instancia judicial en un área que puede o no ser amanzanada y que ejerce jurisdicción sobre un determinado territorio municipal, urbano o rural y que depende del departamento (IPD) o del municipio (IPM). Es utilizada en la mayoría de los casos con fines electorales. Su máxima autoridad es un Inspector de Policía.

- ✓ **Corregimiento municipal (C):** es una división del área rural del municipio, la cual incluye un núcleo de población, considerada en los Planes de Ordenamiento Territorial, P.O.T. El artículo 117 de la ley 136 de 1.994 faculta al concejo municipal para que mediante acuerdos establezca esta división,

con el propósito de mejorar la prestación de los servicios y asegurar la participación de la ciudadanía en los asuntos públicos de carácter local.

Por lo tanto, en los casos en los que centros poblados diferentes a los cascos urbanos, entendiéndose por estos últimos los corregimientos, caseríos, inspecciones de policía, que forman parte de municipios con cargos aprobados, que por razones de distancia a los Sistemas de Distribución no se encuentran incluidos dentro del plan de expansión por parte del Distribuidor que presta el servicio en dicho Mercado Relevante, podrán constituirse como un Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Tarifario. Para el Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario se establece un cargo por uso del Sistema de Distribución, cumpliendo todas las condiciones establecidas para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario. Este cargo será aplicable únicamente a dicho centro poblado o Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario.

Con el fin de obtener el ofrecimiento y la prestación del servicio de gas combustible por redes de tubería en aquellos centros poblados no atendido(s) por el Distribuidor y cuando éstos están incluidos en un Mercado Relevante de Distribución, los usuarios potenciales del servicio de gas podrán solicitar a la empresa el servicio y ésta estará obligada a solicitar a la CREG, con la correspondiente solicitud de aprobación de Cargos Promedio de Distribución, la creación de un Mercado Relevante Especial de Distribución para el Siguiete Período Tarifario, que podrá ser de estas características si la Comisión así lo determina.

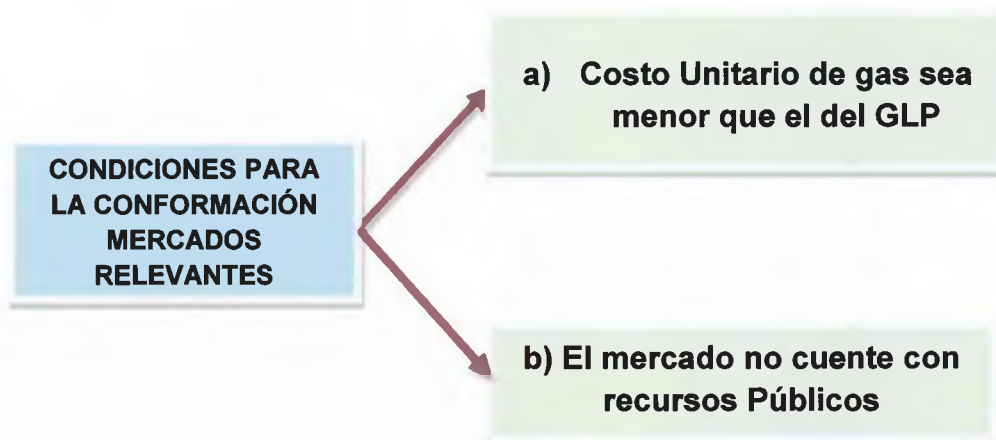
Si transcurrido un (1) año de haberse aprobado el Cargo Promedio de Distribución para el Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario, el Distribuidor no ha iniciado la prestación del servicio en los centros poblados que lo componen, se considerará como falla en la prestación del servicio y otro Distribuidor podrá solicitar un nuevo cargo. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que pueda imponer la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en ejercicio de sus funciones de inspección, control y vigilancia, derivadas de la falla en la prestación del servicio.

5.6.5 Criterios para la conformación de mercados relevantes para el Próximo Período Tarifario

Se establecerán condiciones para la agregación de nuevos municipios a mercados relevantes existentes, o para la agregación de dos o más mercados constituidos en uno sólo, esto con el propósito de no desplazar ficticiamente el combustible sustituto como es el GLP.

Por lo tanto se establecerá un criterio de comparación de costo unitario de gas natural con el del GLP. Así mismo, se establecerá una condición especial para aquellos municipios que son beneficiarios de recursos públicos a través del Fondo especial de Cuota de Fomento, Fondo Nacional de Regalías u otros.

Figura 4. Condiciones para la conformación de los mercados relevantes para el siguiente periodo tarifario



- a) El costo unitario de gas combustible por redes de tubería a usuario final en cada Mercado Relevante Existente no sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP en cilindros para dicho mercado.**

Teniendo en cuenta el mandato legal, según el cual asiste a la CREG “regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia (...)”, se podrán fusionar en un solo mercado los costos de nuevos municipios a ser atendidos o los de otros mercados constituidos a los costos de un mercado relevante existente, siempre y cuando el costo a usuario final en esos municipios nuevos o en ese mercado no sea superior al costo total a usuario final de GLP en dicho municipio o mercado.

Para ello se debe determinar que el costo de prestación del servicio de distribución de gas natural por red al usuario final, calculado de acuerdo con las metodologías tarifarias vigentes establecidas por la CREG, en cada municipio en donde no se haya iniciado la prestación del servicio, es igual o menor al costo de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo en cilindros portátiles al usuario final, calculado de acuerdo con las metodologías tarifarias vigentes establecidas por la CREG.

Para establecer la comparación de los costos unitarios de gas combustible por redes y GLP, la Comisión utilizará los criterios establecidos en la Resolución CREG 141 de 2011 o aquellas que la modifiquen y determinará en la actuación administrativa correspondiente a la solicitud tarifaria si el costo de prestación del servicio de distribución de gas natural por red al usuario final, en cada Mercado Relevante de Distribución Existente o Municipio Nuevo, es igual o menor al costo de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo en cilindros portátiles al usuario final.

En el caso de ser mayor el costo a usuario final de gas por redes de tubería al de GLP, el municipio nuevo o el mercado deberá tener un cargo de distribución independiente que refleje los costos reales de prestación del servicio.

Este criterio tiene como propósito permitir la inclusión de municipios a los mercados ya existentes pero de aquellos que sean económicamente viables, porque sus costos son menores al de la prestación del servicio de GLP en cilindros. Esto permitirá mantener la señal de eficiencia económica adecuada para ambos energéticos

b) Mercados Relevantes de Distribución que cuenten con recursos públicos

Los Municipios o Mercados Relevantes de Distribución que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial de Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, de las Alcaldías, Gobernaciones u otros entes públicos, deberán conservar la estructura del Mercado Relevante de Distribución, según se hayan aprobado los recursos para los distintos proyectos, es decir no podrán unirse con los municipios que no cuentan con estos recursos. Esto a fin de que los esfuerzos fiscales dirigidos a disminuir los costos de prestación del servicio a unos usuarios en particular se mantengan en el tiempo. No obstante, en caso de que algún prestador del servicio que cuenta con financiación de recursos públicos este intervenido por la Superintendencia de Servicios Públicos, con fines de liquidación, y se requiera cambiar la estructura de mercado, a fin de viabilizar la prestación del servicio a sus usuarios, esta norma propuesta no se aplicaría.

5.6.6 Otros aspectos a considerar para la conformación de los mercados relevantes

Teniendo en cuenta que el regulador tiene la facultad de establecer reglas de promoción de la competencia y que mediante mecanismos ex ante se cumplan los objetivos trazados por el legislador, se ha considerado necesaria la inclusión de una señal que permita evitar que se lesionen los intereses de usuarios inmersos en mercados relevantes con cargos aprobados con base en la nueva metodología pero en los que los Distribuidores no han empezado a prestar el servicio, por diversas causas, así como evitar que con dicha situación se desplacen posibles competidores, o se evite la entrada de nuevos oferentes a dicho mercado (dentro de las que podría encontrarse el que el cargo aprobado no refleje las condiciones en las que los posibles competidores pueden prestar el servicio en condiciones que garanticen la eficiencia económica y su suficiencia financiera).

En este orden de ideas, la CREG presenta una propuesta con la que se da plena aplicación a los mandatos legales contenidos en la Ley 142 de 1994 relacionados no sólo con las funciones regulatorias a su cargo⁵, sino con los fines e instrumentos de la intervención estatal (Artículos 2 y 3 de la Ley 142 de 1994) que establecen lo siguiente:

“ARTÍCULO 2o. INTERVENCIÓN DEL ESTADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, 365, 366, 367, 368, 369, 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

2.1. Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

⁵ Artículos 73 y 74.1 de la ley 142 de 1994

XL

AW

- 2.2. **Ampliación permanente de la cobertura** mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.
- 2.3. Atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico.
- 2.4. Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.
- 2.5. Prestación eficiente.
- 2.6. **Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.**
- 2.7. Obtención de economías de escala comprobables.
- 2.8. **Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.**
- 2.9. Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad”.

“ARTÍCULO 3o. INSTRUMENTOS DE LA INTERVENCIÓN ESTATAL. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta ley, especialmente las relativas a las siguientes materias:

- 3.1. Promoción y apoyo a personas que presten los servicios públicos.
 - 3.2. Gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios.
 - 3.3. **Regulación de la prestación de los servicios públicos teniendo en cuenta las características de cada región; fijación de metas de eficiencia, cobertura y calidad, evaluación de las mismas, y definición del régimen tarifario.**
 - 3.4. Control y vigilancia de la observancia de las normas y de los planes y programas sobre la materia.
 - 3.5. Organización de sistemas de información, capacitación y asistencia técnica.
 - 3.6. Protección de los recursos naturales.
 - 3.7. Otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos.
 - 3.8. Estímulo a la inversión de los particulares en los servicios públicos.
 - 3.9. **Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios.**
- (...)” (Subrayado fuera de texto)

De acuerdo con lo anterior se propone:

- Si transcurridos doce (12) meses desde que haya quedado en firme la aprobación de los cargos regulados, el Distribuidor no ha iniciado la construcción del respectivo Sistema de Distribución, quedará sin efectos la resolución mediante la cual se aprobó el Cargo de Distribución, salvo que el agente demuestre que no inició la construcción por no haber sido expedidas las licencias o permisos de que trata el artículo 26 de la Ley 142 de 1994 por razones ajenas al Distribuidor.
- Se entenderá que el Distribuidor no ha iniciado la construcción del respectivo Sistema de Distribución doce (12) meses después de que haya quedado en firme la aprobación de los cargos regulados, si al finalizar este plazo no ha concluido los diseños, no ha tramitado u obtenido las licencias o permisos de que trata el inciso anterior, no ha ejecutado al menos un 50% las inversiones propuestas para el primer año de inversión y no ha iniciado las obras de ingeniería necesarias y asociadas para poner en operación el gasoducto.

XL

140

6 VOLUMEN DE DEMANDA

6.1 Resolución CREG 011 de 2003

La metodología actual determina que para el cálculo del cargo promedio de distribución, el distribuidor reportará para el horizonte de proyección (20 años), los volúmenes anuales proyectados de consumo de los usuarios del sistema de distribución. Estos volúmenes proyectados deben ser consistentes con la inversión existente, con el programa de nuevas inversiones y con la evolución de la demanda.

Para la elaboración de estas proyecciones, el distribuidor utiliza una metodología general descrita en la resolución. El estudio de demanda debe enviarse a la UPME para su evaluación metodológica, simultáneamente con la presentación de la solicitud tarifaria a la Comisión.

Para el cálculo de los cargos de distribución se tiene en cuenta el valor presente de la proyección de demanda de volumen sin incorporar las pérdidas de gas en el sistema de distribución.

6.2 Resolución CREG 136 de 2008

En las Bases y en concordancia con la metodología planteada de costo promedio histórico, se indicó que para el cálculo del cargo promedio de distribución en los mercados existentes se utilizaría la demanda real obtenida en el último año antes de la solicitud tarifaria.

También se indicó que para el caso de mercados nuevos y de los cuales no se tiene información se utilizará para el cálculo del cargo las proyecciones de demanda, tal y como se realiza en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003.

6.3 Análisis de como fue el comportamiento de la demanda

Con el propósito de verificar el comportamiento de la demanda real en los años de este periodo tarifario frente a las proyecciones de demanda se ha realizado una comparación.

La información utilizada corresponde para la proyección de demanda, a aquella que remitieron las empresas en sus solicitudes tarifarias y las cuales fueron tenidas en cuenta para la aprobación del cargo de distribución. Los valores de demanda real han sido obtenidos de la información reportada por los agentes como respuesta a la circular CREG 048 de 2010.

Tabla 1. Comparación demanda proyectada Vs. Real

EMPRESA	TIPO DE USUARIO	DEMANDA DE VOLUMEN (m³)					
		AÑO 2004	AÑO 2005	AÑO 2006	AÑO 2007	AÑO 2008	AÑO 2009
EPM (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	20 958 936	28 833 365	37 257 907	46 265 263	55 819 989	65 016 563
	COMERCIAL	5 447 880	6 791 235	8 241 127	9 744 519	11 266 269	12 410 977
	INDUSTRIAL	126 288 788	133 474 318	148 039 540	163 630 130	187 448 554	162 300 882
	GNCV	10 061 656	13 079 300	17 003 090	20 403 708	22 444 079	24 868 467
	TOTAL	162.757.261	182.178.219	210.541.764	230.033.621	246.978.020	264.416.909
EPM	RESIDENCIAL	27 383 531	34 753 636	44 443 417	57 643 332	72 846 835	84 036 581
	COMERCIAL	5 853 814	7 657 293	12 087 278	22 223 111	26 776 436	28 356 492
	INDUSTRIAL	146 290 433	157 708 791	179 274 973	197 399 174	178 225 707	144 626 808
	GNCV	17 836 149	29 993 159	51 909 728	65 555 459	67 065 779	62 279 695
	TOTAL	197.363.927	230.112.879	287.715.396	342.821.076	344.914.757	319.299.573
GAS NATURAL (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	296 694 159	316 605 655	328 694 333	337 448 480	345 014 803	346 441 332
	COMERCIAL	51 148 152	55 457 352	57 468 312	57 468 312	57 464 200	57 330 828
	INDUSTRIAL	179 491 794	170 102 467	135 336 274	138 315 650	139 136 250	140 833 712
	GNCV	21 324 920	31 730 864	33 794 297	37 381 740	41 214 596	43 570 771
	TOTAL	558.659.025	573.896.338	555.283.216	570.614.182	582.829.859	588.176.643
GAS NATURAL	RESIDENCIAL	336 226 662	369 272 100	361 225 416	373 095 974	387 535 151	391 259 721
	COMERCIAL	64 026 911	83 797 008	101 523 789	118 724 317	139 786 940	145 119 448
	INDUSTRIAL	296 203 791	290 931 176	316 423 733	352 571 414	335 050 993	310 086 241
	GNCV	53 853 443	98 480 727	147 641 913	203 068 182	232 128 034	220 367 078
	TOTAL	750.310.807	842.481.010	926.814.851	1.047.459.888	1.094.501.129	1.066.832.485
GASHACER (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	3 882 582	4 533 287	5 059 188	5 520 817	5 892 956	6 154 174
	COMERCIAL	196 855	232 443	261 205	286 452	306 805	321 091
	INDUSTRIAL	603 573	710 131	796 251	871 847	932 788	975 565
	GNCV						
	TOTAL	4.683.010	5.475.861	6.116.642	6.679.117	7.132.548	7.450.830
GSHACER	RESIDENCIAL	4 922 625	6 136 845	7 045 632	7 813 928	7 358 642	9 466 624
	COMERCIAL	301 092	302 773	327 184	440 304	396 733	629 197
	INDUSTRIAL	851 588	1 383 846	1 096 734	1 141 372	759 049	526 519
	OFICIAL	25 740	27 602	26 784	16 717	15 757	20 435
	TOTAL	6.101.046	7.851.066	8.496.334	9.412.321	8.530.181	10.642.775
GN ORIENTE (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	45 998 494	45 078 897	43 971 380	42 831 165	42 195 846	42 254 576
	COMERCIAL	11 413 376	11 596 745	11 737 945	11 871 023	11 968 184	12 036 090
	INDUSTRIAL	18 224 254	17 836 923	11 938 208	7 322 332	7 559 401	7 804 326
	GNCV	6 118 772	7 401 823	8 723 790	9 852 058	10 716 396	11 123 402
	METROGAS	18 239 380	18 379 424	18 513 467	18 641 671	17 764 194	18 523 659
TOTAL	99.994.276	100.293.813	94.884.789	90.518.247	90.224.022	91.742.053	
GNORIENTE	RESIDENCIAL	44 924 425	43 759 119	43 011 947	38 021 536	42 485 148	41 293 003
	COMERCIAL	13 961 102	14 723 383	14 809 487	15 136 175	16 915 184	16 448 032
	INDUSTRIAL	23 192 545	22 640 325	21 215 849	17 547 613	19 626 562	16 792 987
	GNCV	12 010 603	23 582 875	26 665 262	35 455 389	36 480 089	31 617 855
	TOTAL	94.088.675	104.705.702	105.722.545	106.160.713	115.508.982	106.151.877
BARRANCA	RESIDENCIAL	9 878 100	9 817 604	9 758 903	9 697 899	9 634 543	9 611 240
	COMERCIAL	1 605 120	1 620 480	1 635 840	1 651 200	1 666 560	1 672 568
	INDUSTRIAL	180 886	180 886	180 886	180 886	180 886	180 886
	GNCV						
	TOTAL	11.664.106	11.618.970	11.575.629	11.529.985	11.481.989	11.464.692
BARRANCA	RESIDENCIAL	9 601 006	9 188 214	9 037 503	8 878 143	8 886 127	8 945 616
	COMERCIAL	1 530 591	1 801 597	1 959 739	2 029 423	2 624 986	3 114 474
	INDUSTRIAL	67 694	11 197				
	GNCV						
	TOTAL	11.199.291	11.001.006	10.997.241	10.907.566	11.511.113	12.060.090

XL
100

EMPRESA	TIPO DE USUARIO	AÑO 2004	AÑO 2005	AÑO 2006	AÑO 2007	AÑO 2008	AÑO 2009
GUAJIRA (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	11 050 924	11 647 337	12 191 443	12 482 393	12 601 905	12 661 742
	COMERCIAL	1 088 473	1 195 456	1 246 506	1 279 308	1 302 689	1 317 810
	INDUSTRIAL	1 038 115	1 064 068	1 089 604	1 114 666	1 140 304	1 167 671
	GNCV	1 358 400	1 358 400	1 358 400	1 358 400	1 358 400	1 358 400
	TOTAL	14 535 912	15 265 261	15 885 954	16 204 764	16 403 298	16 505 623
GUAJIRA	RESIDENCIAL	11 166 158	11 189 156	11 486 578	12 207 214	12 866 078	13 245 599
	COMERCIAL	1 218 779	1 318 457	1 043 287	1 575 637	1 556 925	1 691 646
	INDUSTRIAL	1 235 248	1 464 325	1 983 217	1 957 976	2 622 783	3 212 127
	GNCV	1 296 840	1 076 994	973 510	840 986	663 763	844 572
	TOTAL	14 917 025	14 988 932	15 486 592	16 581 813	17 709 546	18 993 944
OCCIDENTE (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	30 955 000	34 795 000	37 541 000	40 095 000	42 220 000	44 316 000
	COMERCIAL	10 697 000	10 846 000	11 114 000	11 357 000	11 708 000	12 072 000
	INDUSTRIAL	50 920 000	59 722 000	45 949 000	33 881 000	34 344 000	34 829 000
	GNCV	8 415 000	11 175 000	14 558 000	17 916 000	21 230 000	24 504 000
	TOTAL	100 987 000	116 538 000	109 162 000	103 246 000	108 504 000	115 721 000
OCCIDENTE	RESIDENCIAL	37 997 883	43 200 504	49 715 538	55 033 789	62 162 408	61 889 560
	COMERCIAL	13 203 546	15 972 748	20 166 715	22 394 807	24 341 767	23 454 945
	INDUSTRIAL	61 275 966	58 732 960	59 624 428	55 118 812	61 870 217	57 457 217
	GNCV	15 657 045	27 206 259	52 707 729	66 604 083	82 475 597	86 763 193
	TOTAL	128 134 541	145 112 471	182 214 408	196 151 491	230 849 989	229 574 969
LLANOGAS (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	16 495 458	16 456 171	16 456 171	17 063 418	17 564 174	17 988 743
	COMERCIAL	2 861 728	3 263 515	3 263 515	3 413 337	3 526 971	3 637 708
	INDUSTRIAL	9 193 075	9 780 000	9 780 000	5 940 000	5 940 000	5 940 000
	GNCV	2 416 551	3 140 276	3 140 276	3 603 737	5 088 846	6 361 348
	TOTAL	30 966 812	32 639 962	32 639 962	36 220 490	32 119 991	33 927 797
LLANOGAS	RESIDENCIAL	14 779 508	15 928 295	15 928 295	15 731 759	16 272 588	16 218 048
	COMERCIAL	3 701 618	4 676 225	4 676 225	5 084 242	5 449 871	5 558 509
	INDUSTRIAL	4 237 503	2 988 562	2 988 562	3 521 486	3 243 619	2 346 628
	GNCV	8 752 880	16 575 222	16 575 222	23 930 091	26 713 929	26 475 030
	TOTAL	31 471 509	40 168 304	40 168 304	48 267 578	51 680 007	50 598 215
METROGAS (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	15 743 195	15 825 148	15 801 181	15 971 215	16 035 647	15 795 113
	COMERCIAL	1 146 794	1 204 884	1 262 975	1 321 065	1 379 155	1 379 158
	INDUSTRIAL	1 349 391	1 349 391	1 349 391	1 349 391	1 349 391	1 349 391
	GNCV	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	18 239 380	18 379 424	18 513 467	18 641 671	18 764 194	18 523 659
METROGAS	RESIDENCIAL	14 699 727	14 927 828	14 821 489	14 419 836	14 699 598	14 028 591
	COMERCIAL	1 889 106	1 842 593	1 815 021	1 849 082	1 612 164	1 319 383
	INDUSTRIAL	750 417	961 167	1 093 056	1 114 420	1 165 162	1 163 770
	GNCV	0	0	2 158 285	6 211 291	7 117 161	8 008 237
	TOTAL	17 339 250	17 831 578	18 887 851	23 594 629	24 594 085	24 519 981
SURTIGAS (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	92 351 867	94 443 076	95 810 916	96 661 035	97 087 095	96 447 854
	COMERCIAL	8 222 128	8 673 035	8 924 268	9 147 188	9 313 996	9 351 273
	INDUSTRIAL	23 917 977	13 794 955	14 153 623	14 507 454	14 884 658	15 316 213
	GNCV	15 793 686	15 647 229	14 294 669	14 232 645	13 012 151	12 269 762
	TOTAL	140 295 678	132 558 294	133 183 477	134 548 328	134 297 901	133 365 202
SURTIGAS	RESIDENCIAL	64 122 653	96 052 554	96 414 204	96 482 156	100 893 499	101 795 495
	COMERCIAL	6 178 408	9 696 738	10 852 238	11 691 778	12 016 165	11 540 279
	INDUSTRIAL	18 259 335	25 585 421	22 151 563	21 749 430	22 942 460	20 479 488
	GNCV	11 197 766	26 717 979	33 428 609	41 210 225	43 823 332	42 016 408
	TOTAL	99 758 172	158 052 692	162 846 614	173 133 589	176 635 456	175 831 669
ALCAÑOS (ASNE) (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	26 571 623	27 478 823	30 529 537	31 981 460	32 990 044	33 773 091
	COMERCIAL	3 558 864	3 558 864	3 558 864	3 558 864	3 558 864	3 558 864
	INDUSTRIAL	3 022 831	445 611	445 611	445 611	445 611	445 611
	GNCV	713 399	713 399	713 399	713 399	713 399	713 399
	TOTAL	33 866 717	32 196 698	35 247 411	36 699 334	37 707 918	38 490 965
ALCAÑOS (ASNE)	RESIDENCIAL	26 467 211	27 955 418	28 028 418	29 804 486	30 826 505	30 987 855
	COMERCIAL	3 613 853	3 777 395	3 979 413	4 437 920	4 443 882	4 257 582
	INDUSTRIAL	1 563 680	865 941	1 011 508	1 121 497	1 263 824	1 522 089
	GNCV	2 370 681	6 000 347	8 353 735	9 821 350	13 412 227	13 599 034
	TOTAL	34 482 978	39 165 638	41 708 400	45 635 302	50 261 004	50 668 179
GASES DEL CARIBE (PROYECTADO)	RESIDENCIAL	121 485 892	121 081 620	120 475 567	119 643 580	118 649 101	
	COMERCIAL	18 214 308	18 708 380	19 124 433	19 456 420	19 750 899	
	INDUSTRIAL	227 029 124	213 768 297	213 768 297	218 289 288	222 548 893	226 913 638
	GNCV	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	366 729 124	353 558 297	353 558 297	357 889 288	361 648 893	365 313 638
GASES DEL CARIBE FROMIGAS	RESIDENCIAL	120 834 380	120 872 635	123 545 281	124 923 469	123 644 074	
	COMERCIAL	19 635 542	20 927 934	22 804 511	24 418 211	24 305 782	
	INDUSTRIAL	253 913 566	258 135 398	277 402 483	294 381 910	290 351 241	
	GNCV	66 611 017	87 826 147	111 228 347	118 832 021	110 562 740	
	TOTAL	460 995 505	487 762 114	534 780 622	578 551 611	579 263 837	

Fuente: Datos de las empresas suministrados mediante circular CREG 048 de 2010

En el cuadro anterior se observa que en la mayoría de los casos las demandas reales han superado sustancialmente las proyecciones de demanda que fueron presentadas por los agentes para su aprobación de cargos. Hay casos donde la demanda que se presentó es casi el doble de la que se tenía estimada.

Aunque en el año 2009 en algunos casos se observa una contracción de la demanda⁶, el comportamiento generalizado es que la demanda real fue mayor a la proyectada por los agentes.

Si se tiene en cuenta que el cargo fue calculado con una demanda menor a la realmente obtenida, los Agentes durante el periodo vigente han obtenido mayores ingresos a los inicialmente programados con sus proyecciones de demanda.

Otro aspecto importante para el siguiente periodo tarifario es verificar si habrá suficiente gas para atender la demanda que actualmente tienen las empresas distribuidoras. Según la información de reservas y capacidad de producción de gas, de acuerdo con información solicitada en el Decreto 2100 de 2011 y la Resolución CREG 118 de 2011, se observa que existe suficiente oferta de gas durante el siguiente periodo tarifario para las demandas actuales que tienen las empresas, demanda que por demás ya se contrato en firme hasta diciembre de 2013.

De acuerdo con la información de contratos de suministro de gas natural⁷ de los campos de La Guajira y Cusiana, Pauto y Floreña para el periodo 2008-2013, se puede apreciar el incremento en la participación de las empresas de Distribución-Comercialización en los contratos de suministro en firme.

⁶La contracción de la demanda estuvo influenciada por los efectos del fenómeno de "El Niño", debido a que los agentes comercializadores tenían contratos de suministro de gas interrumpibles con las centrales termoeléctricas, con "El Niño" estas requirieron su gas para operación y dichos contratos fueron interrumpidos, lo que conllevó a racionar parte de la demanda de gas del sector industrial.

⁷ Reporte de información conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 114 de 2006 y 095 de 2008.

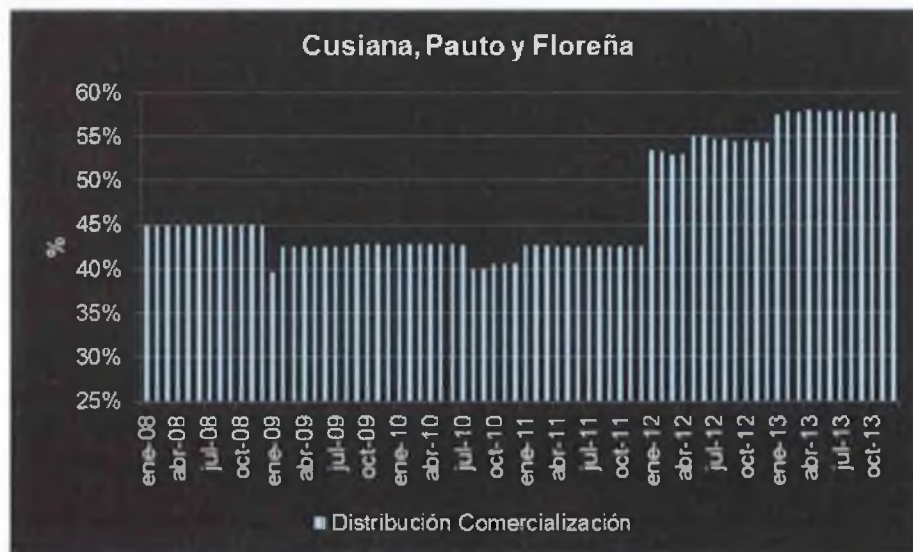
Gráfica 6. Porcentaje de participación empresas de Distribución-Comercialización en los contratos de suministro en firme



En La Guajira la participación en los contratos pasó de estar alrededor de 5% a comienzo de 2008 a 20% en el año 2013.

Para el caso de Cusiana, Pauto y Floreña, donde los Distribuidores-Comercializadores tienen la participación más alta en los contratos de suministro, su participación pasó del 45% en el 2008 al 57% en el año 2013.

Gráfica 7. Porcentaje de participación empresas de Distribución-Comercialización en los contratos de suministro en firme



21

60

Según la tendencia creciente de los contratos en firme en los principales campos de producción, se evidencia que las empresas que ejercen las actividades de distribución-comercialización han tenido estabilidad en la demanda de gas durante los últimos años.

6.4 Propuesta

Teniendo en cuenta la metodología de remuneración que se propone en este documento, en relación con la demanda se utilizará para la determinación del cargo de distribución de los mercados denominados existentes, el volumen de demanda obtenido por el distribuidor para un año de corte que corresponde al año anterior a la solicitud tarifaria.

Este valor debe ser reportado en la solicitud tarifaria para cada uno de los municipios que conforman el mercado relevante y será verificado con lo que ha sido reportado al Sistema Único de Información SUI por las empresas. En caso de presentarse diferencias la CREG tomará la correspondiente al SUI.

De igual manera y con el fin de verificar los datos de demanda obtenidos, las empresas deberán presentar en las solicitudes tarifarias la certificación de las compras de gas que han entrado a la red de distribución en el año considerado.

Ahora bien, para los municipios nuevos que se agreguen a mercados existentes o que conformen mercados nuevos, se utilizarán los volúmenes anuales proyectados de consumo de los usuarios del sistema de distribución a 20 años. Estos volúmenes proyectados deben ser consistentes con el programa de inversiones y con la evolución de la demanda.

Como municipio nuevo se entenderá cuando este no cuente con cargos aprobados para la prestación del servicio público domiciliario de gas suministrado por redes de tubería o cuando el municipio se libere como consecuencia de haber perdido vigencia el cargo aprobado sin que se haya presentado una nueva solicitud tarifaria.

Tal y como se indica en la metodología actual para la elaboración de las proyecciones, el distribuidor utilizará una metodología que cumpla con lo mínimo establecido en la regulación. El estudio de demanda deberá contar con el visto bueno de UPME en relación con la metodológica tarifaria para dar inicio al trámite tarifario de aprobación de cargos.

De acuerdo con lo descrito anteriormente, en resumen y como dato de demanda para el cálculo de los cargos de distribución se tomará lo siguiente.

Figura 5. Demanda a considerar para el cálculo de cargos de distribución para el próximo periodo tarifario.

DEMANDA	
Mercados Existentes	Municipios Nuevos y Mercados Nuevos
<ul style="list-style-type: none"> • Demanda real obtenida año anterior a la solicitud tarifaria - SUI. • Certificación de compras de gas que entraron al sistema de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proyección de volúmen de demanda para el horizonte de 20 años. • Revisión metodológica UPME

7 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN

7.1 Resolución CREG 011 de 2003

Actualmente, la actividad de distribución se remunera con base en los cargos por uso a partir de cálculos de costos medios de mediano plazo.

7.2 Resolución CREG 136 de 2008

En las bases se contempló modificar el costo medio de mediano plazo por un costo determinado a partir de costos promedios históricos basados en la inversión existente y en las demandas reales atendidas.

Para los casos de nuevos mercados donde se inicie la prestación del servicio se consideró utilizar la metodología de costo medio de mediano plazo por un periodo tarifario.

7.3 Comentarios de los Agentes

Al respecto Gas Natural y Naturgas comentaron lo siguiente:

Gas Natural S.A. ESP

El regulador plantea "...continuar con la metodología de precio máximo, modificando el artículo de costos medios de mediano plazo por uno de costo histórico o de corte transversal que se base en inversión existente y en las demandas atendidas con la infraestructura existente.". Así mismo, "...para los mercados nuevos, es decir donde se

vaya a iniciar la prestación del servicio en el siguiente periodo tarifario se mantendrá la metodología de costo medio de mediano plazo por un sólo periodo tarifario... ”:

La propuesta de la CREG se basa en que: "...el sector cuenta con suficiente grado de madurez y que además es necesario minimizar la incertidumbre en la proyección de las demandas...Además se puede observar que los sistemas se ajustan mas a la demanda histórica, y su expansión es acorde con las necesidades de atención de la demanda en el corto plazo".

Es preciso señalar que las metodologías de corte transversal se basan en la realización de un inventario de activos del año inmediatamente anterior valoradas según la metodología que determine el Regulador sobre la demanda histórica del mismo año; por definición, entonces estas metodologías no consideran la expansión (Inversión existente/demanda en t-1). Metodologías de corte transversal o de costo histórico limitan por definición las expansiones, pues supone que el costo marginal resulta inferior al costo medio histórico o que las expansiones solo se pueden realizar cuando el costo unitario es inferior o igual al costo histórico medio, entonces las expansiones a costos unitarios mayores son consideradas ineficientes.

Estas metodologías se ajustan, fundamentalmente, a mercados maduros que han llegado al nivel de expansión deseable. No pueden ser aplicados cuando se busca masificar un producto, como es el caso del gas natural.

Al respecto nos permitimos manifestar que no es válido el argumento del Regulador en el sentido de señalar que el sector cuenta con suficiente grado de madurez, cuando la cobertura efectiva en los municipios actualmente atendidos por los distribuidores - comercializadores en el país alcanza un 64,6 % a lo cual se debe añadir que existe potencial de cobertura y crecimiento hacia nuevos mercados donde aún el gas no se ha masificado.

De otro lado, la metodología de corte transversal no permite prever caídas o contracciones de la demanda, como efectivamente puede ocurrir por el predecible aumento de los precios de suministro o cuando las tarifas no resultan ser lo suficientemente competitivas frente a los precios de los sustitutos, en este sentido la metodología implica mayores riesgos para los agentes, pues no pueden incorporar en la base tarifaria las contracciones de demanda previstas.

En el escenario actual de precios de suministro que derivan en tarifas no proporcionales a los costos de prestación del servicio en algunos segmentos de mercado, se incentiva el by-pass de las redes de distribución o la Introducción de nuevas tecnologías a carbón para grandes usuarios lo cual tiene como consecuencia el hundimiento de las Inversiones de distribución y en Incremento de las tarifas a los usuarios medios de la red.

Ahora, con relación a la definición del precio máximo, a fin de mantener consistencia regulatoria en el mediano plazo sobre la remuneración del plan de inversiones a ser llevado a cabo por la distribuidora durante el nuevo quinquenio tarifario, o bien para aumentar los niveles de cobertura, para dar confiabilidad al sistema de distribución o, para desarrollar las reposiciones a que haya lugar de activos que finalizan su vida útil operativa, solicitamos al Regulador mantener la metodología de Costo Medio de Mediano Plazo.

XL

XL

Lo anterior, dado que el uso de esquemas forward looking como el de costo medio de mediano plazo como sugiere la literatura Internacional, brindan estabilidad en las señales de precio para las decisiones de Inversión de largo plazo.

Adicionalmente, consideramos que en el marco de la resolución CREG 136 y dentro de los estudios llevados a cabo por la Comisión, las alternativas metodológicas que propone el Consultor de SANIG en la propuesta de canasta de tarifas, se basan en Costos Medios de Largo Plazo y en costos Incrementales de Largo Plazo (Costo Marginal de LP), los cuales, no son compatibles con el Costos Históricos o de Corte Transversal, que plantea la propuesta normativa”.

Naturgas

“La resolución propone continuar con la metodología de precio máximo, modificando el cálculo de costos medios de mediano plazo por uno de costo histórico o corte transversal. La propuesta de posible cambio de metodología de la resolución se fundamenta en que “en su momento se seleccionó el costo medio de mediano plazo determinado con base en la inversión existente y la inversión proyectada de cinco años por considerar que el servicio se encontraba en desarrollo y expansión”.

Al respecto consideramos que no es conveniente implementar una metodología de costo histórico o corte transversal, por las siguientes razones:

Estabilidad de señales. Aún cuando las empresas son conscientes de la necesidad de efectuar ajustes quinquenales a la normatividad vigente, en los aspectos que así lo ameriten, consideran que no resulta adecuado introducir un cambio brusco, sin la fundamentación suficiente para adoptar dichos cambios. Por otro lado la actividad de distribución de gas natural por redes de tubería aún se encuentra en desarrollo y expansión, tal como se presenta en la resolución CREG 136 de 2008 (Gráfica 3. Cobertura del servicio), la cobertura efectiva a 2007 es menor a la potencial en casi un 20%. Indicando que los mercados aún no están completamente maduros.

Expansión. En la actualidad las empresas de Distribución tienen proyectos de expansión que esperan llevar a cabo tan pronto se dé una señal de expansión clara. La incertidumbre de implementar un giro en la metodología de remuneración cambia el panorama hacia futuro, produciendo un desestimulo en las inversiones a realizar, debido a que el reconocimiento de estas se daría posterior a su realización. En la actualidad el sector considera necesario que la metodología vigente de costo medio de mediano plazo permanezca, de tal forma que se permita a las empresas garantizar las expansiones y cobertura de nuevos municipios de la misma forma que se ha llevado a cabo hasta la fecha.

Oportunidad del cambio. Por su condición de monopolio natural, la actividad de distribución es un negocio de largo plazo. En la actualidad, donde los volúmenes pudieran estar bajando se estaría proponiendo un cambio regulatorio que afectaría a las empresas. De otro lado, en este momento se está definiendo la metodología de transporte, por lo que señales equivocadas en distribución pudieran afectar las proyecciones y proyectos en transporte”.

7.4 Respuestas a los comentarios

La respuesta a los comentarios de los agentes se divide en dos temas, limitación a la expansión y coherencia de la metodología de distribución con la metodología de transporte.

7.4.1 Limitación a la expansión

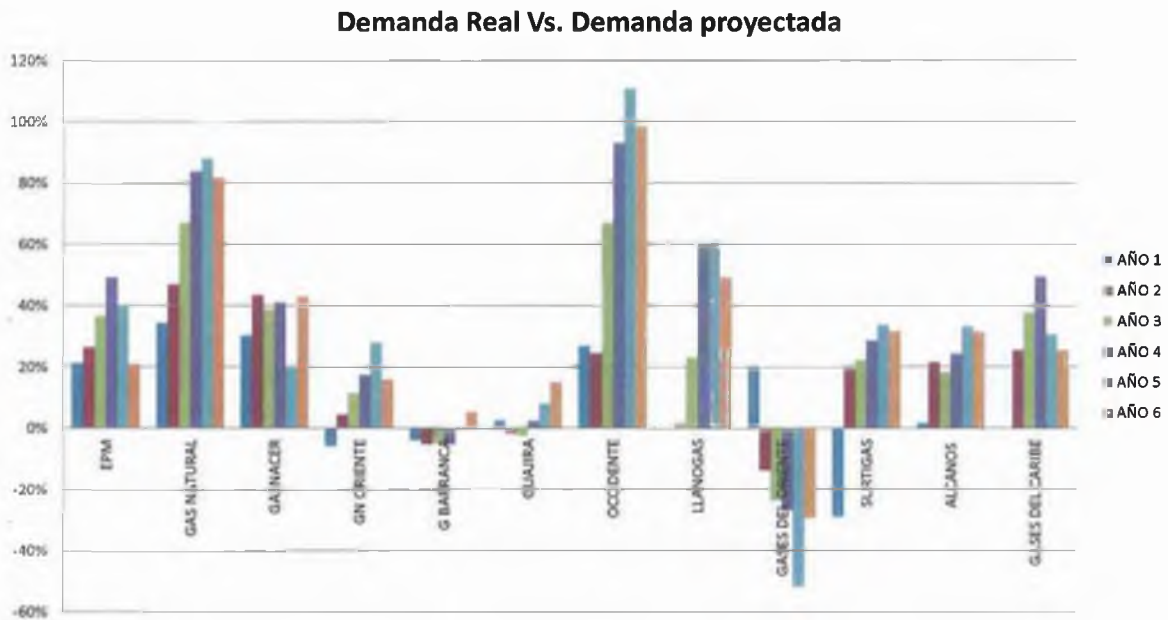
7.4.1.1 Para usuarios de municipios que ya cuentan con servicio

Las empresas argumentan que utilizar la metodología de costo promedio histórico o corte transversal puede limitar la expansión del servicio de gas a usuarios que de municipios que tienen servicio pero que no se han conectado y a municipios que hoy en día todavía no cuentan con este energético.

Al respecto es de anotar que en las principales ciudades capitales se cuenta con servicio de gas combustible hace más de dos periodos tarifarios. En estos mercados relevantes de distribución la cobertura de redes esta casi completa y no sería acertado hablar de expansión del servicio sino de conexión de usuarios nuevos.

Es de indicar que en estos mercados, las proyecciones de demanda presentadas por las empresas para la aprobación de cargos con base en la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, indicaban una saturación de la demanda e incluso una declinación de la misma. Estos pronósticos no fueron concordantes con la realidad, como se indicó en la tabla 1 del numeral 6.3, la cual se resume en la siguiente gráfica:

Gráfica 8. Comparación demanda Proyectada Vs. Real



Fuente: CREG con datos de las empresas

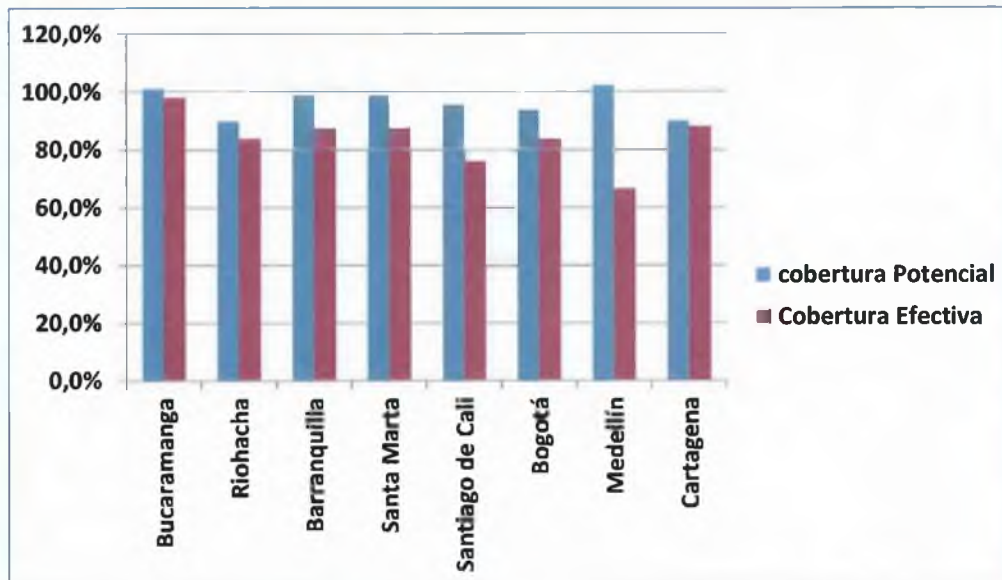
72
100

En esta gráfica se puede observar que en casi todos los casos las demandas reales han superado sustancialmente las proyecciones de demanda que fueron presentadas por los agentes para su aprobación de cargos. Hay casos donde la demanda que se presentó es casi el doble de la que se tenía estimada.

De los resultados presentados se puede afirmar que la señal de largo plazo para compensar los posibles riesgos que no permitieran lograr la maduración esperada desbordaron los pronósticos y los mercados actuales han alcanzado la madurez esperada y se deben dar señales regulatorias que permitan mantener la cobertura y un incentivo para una expansión eficiente. En estos casos, la metodología de costo promedio histórico o de corte transversal no estaría limitando la expansión del servicio y es totalmente válida. Es importante tener en cuenta que:

- El tendido de las redes en las grandes ciudades, abarca casi la totalidad de la parte urbana. Así mismo, el alcance de nuevos usuarios a los cuales no les ha llegado el servicio es muy bajo, como se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica 9. Cobertura Potencial Vs. Cobertura Efectiva



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

- Estas redes cuentan con una capacidad excedentaria para la conexión de los posibles nuevos usuarios. Esto implica que para la conexión de los mismos sólo se requieren inversiones marginales. Situación que está más acorde con una metodología de corte transversal.
- El crecimiento del número de usuarios residenciales corresponderían prácticamente a la conexión de nuevas construcciones en los municipios y además el consumo medio de este tipo de usuarios prácticamente es igual al de los usuarios actualmente conectados.

XL
120

- La prestación del servicio de gas natural por redes de tubería se caracteriza por ser de localización urbana, esto debido a que el costo medio de redes a sitios alejados, con gran dispersión de usuarios es decir poco densos como las áreas rurales puede resultar muy costoso y no serían competitivas respecto al costo de sus sustitutos como el GLP y por lo tanto las tarifas no serían atractivas para los usuarios.
- No obstante, la decisión empresarial para expandir el servicio donde el costo marginal sea mayor al costo medio puede tomarse; pues para cada nuevo periodo tarifario se reconocerían totalmente los costos asociados a estas expansiones y lo que se tendría es un mayor costo medio histórico al inicio del siguiente periodo tarifario.
- La metodología de costo histórico con una tasa de descuento que incluya el riesgo de demanda, así como, una canasta de tarifas que capture las señales de los costos de oportunidad de los sustitutos son señales más apropiadas para los objetivos regulatorios ya planteados.

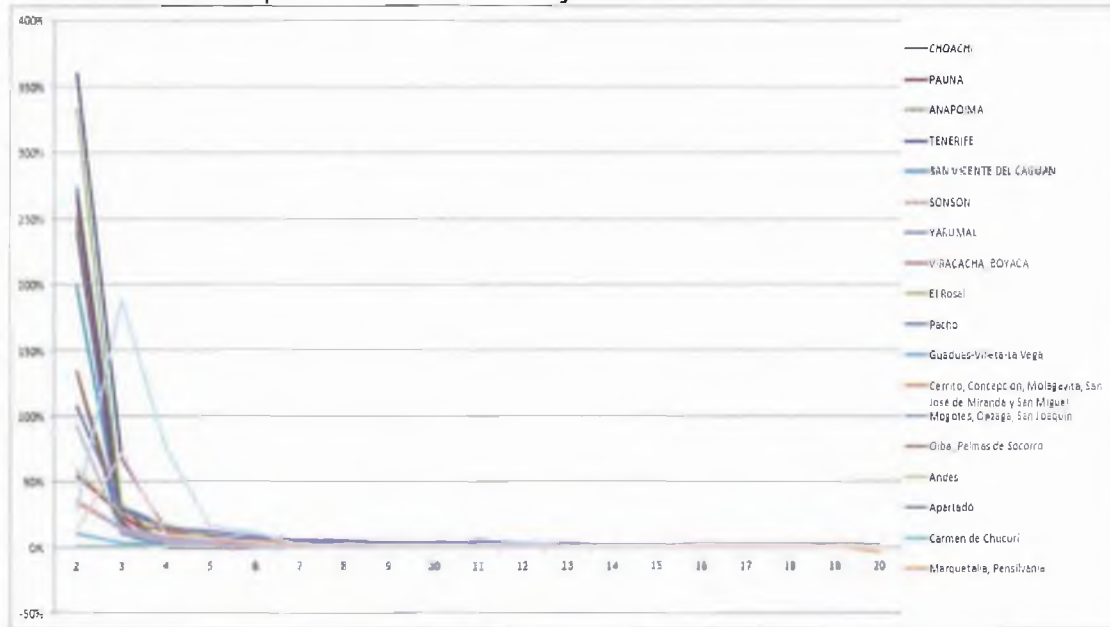
7.4.1.2 Para usuarios de municipios que no cuentan con servicio

Ahora bien, para el caso de garantizar las expansiones y cobertura a nuevos municipios que no cuentan con servicio, la metodología que se propone permitirá que se conformen los mercados del siguiente periodo tarifario, a partir de mercados existentes con la agregación de municipios nuevos siempre y cuando se cumplan con las condiciones explicadas en el numeral 5.6.5 de este documento.

Para los municipios nuevos, el reconocimiento de las inversiones se hará a través de un costo medio de mediano plazo hasta que alcancen una cobertura de la zona urbana lo cual se estima se hará en un periodo tarifario. Esto teniendo en cuenta que en estas poblaciones pequeñas las inversiones y las conexiones de los potenciales usuarios puede realizarse en un tiempo menor o igual a 5 años.

Esta estimación de un periodo tarifario se tiene de las proyecciones de demanda presentadas por las empresas en las últimas solicitudes tarifarias en donde se observa que en el 5 año se suavizan las curvas de proyección.

Gráfica 10. Comportamiento de las Proyecciones Últimas Solicitudes Tarifarias



Fuente: CREG

7.4.2 Señales equivocadas que afectan proyectos en transporte

En relación con el comentario de que se están dando señales equivocadas entre los proyectos de transporte y distribución, es de indicar que no necesariamente la metodología de distribución debe coincidir con la metodología de la actividad de transporte. Una metodología de costo promedio histórico en distribución no implica una afectación en la proyección de demanda de los proyectos de transporte. Todo esto si se tiene en cuenta las particularidades de esta actividad.

El sistema nacional de transporte de gas tiene una configuración radial y está conformado por dos sistemas que atienden mercados claramente definidos: i) mercado de la Costa Atlántica con sus principales centros de consumo en las ciudades de Santa Marta, Barranquilla, Cartagena; ii) mercado del interior del país donde se destacan los mercados de Bogotá D.C., Medellín, Cali, la refinera de Barrancabermeja y plantas termoeléctricas en el centro y sur occidente del país. El transporte se caracteriza por los siguientes elementos:

- Expansión a través de contratos. Cada transportador planea y opera su sistema de conformidad con sus compromisos contractuales.
- Los usuarios conectados a la red de transporte corresponden a usuarios no regulados o de grandes consumos.
- La metodología exige un factor de utilización que ajusta las proyecciones de demanda en los casos en los que no se cumpla con el nivel exigido.
- Los cargos se determinan por distancia.
- Pareja de cargos fijos y variables para remunerar la inversión que permite ofrecer alternativas según tipo de consumo de los usuarios.
- Inversión en dólares.
- No se utilizan unidades constructivas.

Handwritten marks: "N" and "100" in the bottom right corner.

- Dimensión y valor de infraestructura puede resultar de convocatoria. Si no, método de comparación y Factor de Utilización. Esto evita la posibilidad de sobreinversión.

Adicionalmente, para un transportador serán transparentes las expansiones que hagan los distribuidores a nuevas poblaciones, debido a que estas serán evaluadas a través de proyecciones de demanda.

Por su lado, la actividad de Distribución tiene las siguientes características:

- Expansión que puede ser ajustable a una menor escala, con menores requerimientos de capital y no tiene el riesgo de la localización del punto de conexión de nueva oferta de gas.
- Cincuenta por ciento de la demanda corresponde a usuarios residenciales que aunque cuentan con sustitutos sus consumos son prácticamente inelásticos dados los tiempos de respuesta ante una hipotética subida de precios del gas natural respecto al GLP por ejemplo⁸; pues dados sus bajos consumos el costo de oportunidad de uso de un sustituto es más alto respecto al costo de hundir las inversiones realizadas, para contar con el servicio de gas natural.
- Cargos por periodo tarifario y por mercado.
- No se utiliza factor de utilización para verificar el uso de las redes y las proyecciones de demanda.
- Valoración de inversión a través de unidades constructivas.
- Canasta de tarifas que permite optimizar el uso de la infraestructura en relación al costo de oportunidad de los sustitutos.

Como complemento, es de indicar que una metodología de costo promedio histórico o corte transversal permite disminuir el efecto de la asimetría de información entre la empresa y el regulador que ha sido característica del anterior periodo tarifario en relación con la proyección de la demanda tal y como se observó en la tabla 1. Además aunque la señal de costo medio de mediano plazo es importante para la penetración de nuevos mercados, lo cual se logra durante los primeros 5 años, como se puede observar en la gráfica 10.

7.5 Análisis y Propuesta

7.5.1 Metodología para mercados existentes

De acuerdo con lo expuesto anteriormente se propone remunerar la actividad en los mercados relevantes existentes a través de cargos de distribución determinados a partir de un costo medio histórico o de corte transversal.

Para ello se utilizará la base de activos con que las empresas cuentan hasta una fecha de corte que corresponderá al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria. Así mismo, se utilizarán las demandas de volumen presentadas en cada mercado relevante durante ese mismo año.

⁸En todo el mundo históricamente el GLP ha sido sustituido por el gas natural, considerando que este combustible es un subproducto marginal de la refinación del petróleo y del mismo gas natural, y conforme a los desarrollos de *shale gas* en el mundo, hace posible afirmar que esta tendencia se mantendrá en el tiempo.

XL
Ked

7.5.2 Metodología para municipios nuevos o mercados nuevos

En los casos de mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados por municipios nuevos, los cargos de distribución se determinarán a través de la metodología de costo medio de mediano plazo.

Ahora bien, para municipios nuevos que van a ser agregados a mercados relevantes existentes para conformar el mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario, los cargos de distribución se determinarán a través de la combinación de la metodología de costo medio y de corte transversal con la de costo medio de mediano plazo para los municipios nuevos.

Esto permitirá garantizar la expansión del servicio de gas a nuevos municipios en donde sea viable la prestación del servicio.

7.5.3 Resumen de la Información a considerar

Por lo tanto la información requerida para determinar los cargos de distribución, según la conformación de los mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario, sería la siguiente:

Tabla 2. Información requerida para determinar los cargos de distribución

	MERCADOS EXISTENTES	MERCADOS NUEVOS	MERCADOS EXISTENTES + NUEVAS POBLACIONES
BASE DE ACTIVOS	Activos totales construidos a 31 de diciembre del año base.	Valor Presente - VP del programa de inversiones en el periodo tarifario	Anualidad de Activos totales construidos a 31 de diciembre del año anterior a la aprobación de la metodología + Anualidad del VP programa de inversiones en el periodo tarifario
DEMANDA	Real presentada durante el año base	VP proyección de demanda a 20 años	Real presentada durante el año anterior a la aprobación de la metodología + Anualidad del VP proyección de demanda a 20 años
GASTOS AOM	Los gastos eficientes presentados durante el año base	VP de la proyección de los AOM eficientes	Los gastos eficientes presentados durante el año anterior a la aprobación de la metodología

XL
40

			+ Anualidad del VP de la proyección de AOM
--	--	--	---

8 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN.

8.1 Resolución CREG 011 de 2003

De acuerdo con el numeral 7.6 de la Resolución CREG 011 de 2003, la CREG aprueba para cada Mercado Relevante de Distribución, los cargos por uso correspondientes, establecidos a partir de los costos medios de mediano plazo que remuneren la Inversión Base y los gastos de AOM respectivos.

Tabla 3. Variables que se consideran para el cálculo del cargo promedio de distribución

Variable	Plazo y valores
• Inversión existente - fecha de la solicitud tarifaria – Res 11/03	A precios de la fecha base
• Programa de inversiones a realizar en el período tarifario	5 años
• Proyección de AOM	20 años
• Proyección de demanda	20 años
• Tasa de costo de capital	16,06% y 11,31%

Figura 6. Resumen del cálculo del cargo promedio de distribución

$$D_m = \frac{\text{Inv. Existente} + \text{VP}(\text{inversión}) + \text{VP}(\text{AOM})}{(\text{Sumatoria de la Demanda Descontada})}$$

8.2 Propuesta

Los costos medios históricos y/o los costos medios de mediano plazo, para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario, se calculan con la Valoración de la Inversión Base, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), la Demanda de Volumen del mercado correspondiente y la tasa de retorno, aplicando los criterios tarifarios establecidos en la Ley 142 de 1994 y de acuerdo a la conformación del Mercado Relevante.

KL
40

Según el análisis mostrado en el numeral 17 de este documento y correspondiente a la canasta de tarifas, se ha llegado a concluir que la mejor alternativa para la remuneración de la actividad de distribución en el caso de usuarios residenciales es reflejar los verdaderos costos que éstos impone al sistema y mantener la canasta de tarifas por tipo de usuarios no residenciales. En tal sentido para cada mercado relevante de distribución del siguiente periodo tarifario, se aprobará dos cargos de distribución. i) El primero que será aplicable a los usuarios de uso residencial y que podrá cobrarse como máximo a este tipo de usuarios y ii) el otro aplicable a los usuarios diferentes al de uso residencial y con el cual se podrá estructurar la canasta de tarifas.

Figura 7. Cargos de Distribución por mercado relevante



8.2.1 Cálculo Del Cargo De Distribución Aplicable a los Usuarios de Uso Residencial

La CREG aprobará para cada Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario, el Cargo de Distribución Aplicable a los Usuarios de Uso Residencial y que podrá cobrarse como máximo a este tipo de usuarios. Este cargo se establece como los costos medios, a la Fecha de Corte, para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados por Mercados Existentes de Distribución o Agregación de Mercados Existentes de Distribución y costos medios de mediano plazo, a la Fecha Base, para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período

XL
AL

Tarifario que se conformen con Municipios Nuevos, que no cuentan con servicio de Gas Combustible por redes de tubería.

Cuando el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario sea conformado como una combinación de Mercados Existentes de Distribución y Municipios Nuevos se utilizarán los dos mecanismos de cálculo.

A fin de reflejar los verdaderos costos que imponen los usuarios residenciales al sistema de distribución su cargo máximo de distribución será el asociado al de la red secundaria en dichos sistemas.

Por lo tanto el cargo de distribución a usuarios de uso residencial se determinará con la siguiente fórmula:

$$D_{(AUR)k} = D_{inv(AUR)k} + D_{AOM(AUR)k}$$

Donde:

$D_{(AUR)k}$	Cargo de Distribución aplicable a Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base ⁹ por metro cúbico. Este se determinará conforme a como se conforme el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario.
$D_{inv(AUR)k}$	Componente que remunera la Inversión Base ¹⁰ en distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico. Este se determinará según la conformación del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario.
$D_{AOM(AUR)k}$	Componente que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de la actividad de distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico.

⁹Se propone definir como Fecha Base la fecha de referencia que se tiene en cuenta para realizar los cálculos de los cargos que el Distribuidor presentan a la CREG en cada Período Tarifario, y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria.

¹⁰Conforme se define en el numeral 9 del presente documento.

8.2.1.1 Determinación de Cada Componente Según Conformación del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario

8.2.1.1.1 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes de Distribución o Agregación de Mercados Existentes de Distribución

$$D_{inv(AUR)k} = \frac{IBME_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{IBME_{RSk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})}$$

$$D_{AOM(AUR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{AOM_{RSk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})}$$

Donde:

$IBME_{RPk}$ Inversión Base correspondiente a la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBME_{RSk}$ Inversión Base de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.

AOM_{RPk} Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para la Red Primaria para el Siguiete Período Tarifario, expresados en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes por usuario son determinados para cada mercado relevante (ver capítulo 13). Dado que los gastos AOM son directamente proporcionales tanto a la longitud de las redes como al costo de la infraestructura, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución¹¹.

AOM_{RSk} Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para la Red Secundaria para el

¹¹ $AOM_{RPk} = \frac{Km_{RPk} + IB_{RPk}}{2}$ Donde,

$Km_{RPk} = \frac{Km \text{ de Red Primaria}}{Km \text{ totales Sist Dist}}$ e $IB_{RPk} = \frac{Inversión Base Red Primaria}{Inversión Base Total Sist Dist}$

XL
40

Siguiente Período Tarifario, expresados en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Secundaria, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Secundaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución¹².

- Q_{Tk} Demanda real total del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m³).
- Q_{Res} Demanda real correspondiente al tipo de usuarios Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m³).
- $Q_{NoResRS}$ Demanda Real de usuarios No Residenciales, la cual está conectada a la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución. Expresada en metros cúbicos (m³).

8.2.1.1.2 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiente Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos

$$D_{inv(AUR)k} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{IBME_{RSme} + IBMEN_{RSmn}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})_{me} + VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res}))_{mn}} \right]$$

$$D_{AOM(AUR)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{AOM_{RSme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RSmn}))}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})_{me} + VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res}))_{mn}} \right]$$

Donde:

$IBME_{RPme}$ Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de los Mercado (s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el

¹² $AOM_{Rsk} = \frac{KmRsk + IBRSk}{2}$ Donde,

$KmRsk = \frac{Km \text{ de Red secundaria}}{Km \text{ totales Sist Dist}}$ e $IBRSk = \frac{Inversión Base Red Secundaria}{Inversión Base Total Sist Dist}$

Handwritten marks: "24" and "20" in the bottom right corner.

Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBMEN_{RPmn}$

Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBME_{RSme}$

Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria de los Mercado (s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBMEN_{RSmn}$

Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.

AOM_{RPme}

Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los Mercado (s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el tipo de Red Primaria para el Siguiente Período Tarifario k, expresado en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

AOM_{RSme}

Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los Mercado (s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el tipo de Red Secundaria para el Siguiente Período Tarifario k, expresado en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Secundaria de Distribución, se determinarán, de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Secundaria sobre los kilómetros de red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))$

Costo anual equivalente del valor presente de la proyección

21

100

de gastos de AOM asociados a la Red Primaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el Siguiete Período Tarifario para conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán según corresponda, de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria o Red Secundaria sobre los kilómetros red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria o Red Secundaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$CAE(VP(AOM(PR)_{RSmn}))$ Costo anual equivalente del valor presente de la proyección de gastos de AOM asociados a la Red Secundaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el Siguiete Período Tarifario conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Secundaria de Distribución, se determinarán, de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

Q_{Tme} Demanda real de los Mercados Relevantes Existentes de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el Siguiete Período Tarifario, obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

$VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))$ Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda Total para el (los) Municipio(s) Nuevo(s) que va(n) a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).

$(Q_{NoResRS} + Q_{Res})_{me}$ Sumatoria de la Demanda real de Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial que está conectada a la Red Secundaria y de la demanda de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución k para el Siguiete Período Tarifario obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

$VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res}))_{mn}$ Valor anual equivalente del valor presente de sumatoria de la proyección de demanda correspondiente a Usuarios de Uso Diferente al Residencial, la cual esta conectada a la

XL
100

Red Secundaria y de la proyección de demanda de Usuarios de uso Residencial de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el Siguiete Período Tarifario, expresada en metros cúbicos (m³).

8.2.1.1.3 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos

$$D_{inv(AUR)k} = \frac{IBMN_{RPk}}{VP(Q(PR))_{Tk}} + \frac{IBMN_{RSk}}{VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res})}$$

$$D_{AOM(AUR)k} = \frac{VP(AOM(PR))_{RPk}}{VP(Q(PR))_{Tk}} + \frac{VP(AOM(PR))_{RSk}}{VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res})}$$

IBMN_{RPk} Inversión Base de la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

IBMN_{RSk} Inversión Base de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

VP(AOM (PR))_{RPk} Valor Presente de la proyección de gastos de AOM de la Red Primaria, del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros de red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

VP(AOM (PR))_{RSk} Valor Presente de la proyección de gastos de AOM de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Secundaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Secundaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

Handwritten marks: "X" and "100"

$VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res})$

Valor Presente de la sumatoria de la proyección de demanda correspondiente a Usuarios de Uso Diferentes al Residencial que se van a conectar a la Red Secundaria y de la proyección de demanda correspondiente a Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos (m³).

$VP(Q(PR))_{Tk}$

Valor presente de la proyección de demanda Total para el (los) Municipio(s) Nuevo(s) que va(n) a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, expresada en metros cúbicos (m³).

8.2.2 Cálculo del Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial

La remuneración de la actividad de Distribución para los Usuarios de Uso Diferente al Residencial, del Mercado Relevante de Distribución se hará a través de la metodología de canasta de tarifas, aplicada con base en el Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial, el cual se determina así:

$$D_{(AUNR)k} = D_{inv(AUNR)k} + D_{AOM(AUNR)k}$$

Donde:

$D_{(AUNR)k}$

Cargo Promedio de Distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base por metro cúbico. Este se determinará conforme a como se constituya el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario.

$D_{inv(AUNR)k}$

Componente que remunera la Inversión Base del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico. Este se determinará según la conformación del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario.

$D_{AOM(AUNR)k}$

Componente que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de la actividad de distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico.

Handwritten marks: 26, 10

8.2.2.1 Determinación de cada Componente Según Conformación del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario

8.2.2.1.1 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes de Distribución o Agregación de Mercados Existentes de Distribución

$$D_{Inv(AUNR)k} = \frac{IBME_{RPk} + IBME_{RS(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

Donde:

$IBME_{RPk}$ Inversión Base correspondiente a la Red Primaria del del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBME_{RS(No Res)k}$ Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformado a partir de Mercado Relevante Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre el total de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.

AOM_{RPk} Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento para la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, expresados en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

Q_{Tk} Demanda real total del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

Q_{Resk} Demanda real correspondiente al tipo de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el

22
10

Siguiente Período Tarifario k obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m³).

8.2.2.1.2 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiente Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[\frac{[IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}] + [IBME_{RS(NoRes)me} + IBMEN_{RS(NoRes)mn}]}{Q_{Tme} - VAE (VP(Q(PR)_{Resmn}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNRC)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} - VAE (VP(Q(PR)_{Resmn}))} \right]$$

Donde:

- IBME_{RPme}** Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de lo (s) Mercado (s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.
- IBMEN_{RPmn}** Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base.
- IBME_{RS(NoRes)me}** Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de los Mercado (s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda Diferente a la Residencial (Q_{NoRes})_{me} sobre el total de la demanda que utiliza la red secundaria (Q_{NoRes} + Q_{Res})_{me} y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.
- IBMEN_{RS(NoRes)mn}** Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de los Mercado (s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que

Handwritten marks: 'XL' and '101'

van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Relevantes Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la Proyección de demanda para Uso Diferente al Residencial y $(Q_{NoRes})_{mn}$ sobre el total de la proyección de demanda que se conectará a la red secundaria $(Q_{NoRes} + Q_{Res})_{mn}$ y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.

AOM_{RPme}

Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los Mercado(s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el tipo de Red Primaria para el Siguiete Período Tarifario k , expresado en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))$

Costo anual equivalente del valor presente de la proyección de gastos de AOM asociados a la Red Primaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k , conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria, de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

Q_{Tme}

Demanda Total real de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k , obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

$VAE(VP(Q(PR)_{Resmn}))$

Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda de la sumatoria de la Demanda de los Usuarios de Uso Residencial de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos (m^3).

22

10

8.2.2.1.3 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos

$$D_{inv(AUNR)k} = \frac{IBMNR_{RPk} + IBMNR_{RS(NoRes)k}}{VP(Q(PR)_{Tk} - Q(PR)_{Resk})}$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \frac{VP(AOM(PR))_{RPk}}{VP(Q(PR)_{Tk} - Q(PR)_{Resk})}$$

IBMNR _{RPk}	Inversión Base de la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.
IBMNR _{RS(NoRes)k}	Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que va a ser utilizada por Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la Proyección de demanda para Uso Diferente al Residencial (Q _{NoRes}) _{mn} sobre el total de la proyección de demanda que se conectará a la red secundaria (Q _{NoRes} + Q _{Res}) _{mn} y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.
VP(AOM (PR)) _{RPk}	Valor Presente de la proyección de gastos de AOM de la Red Primaria, expresada en pesos de la Fecha Base del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria, se calculan de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.
VP(Q(PR)) _{Tk}	Valor Presente de la proyección de demanda total en el horizonte de proyección para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos (m ³).
VP(Q(PR)) _{Resk}	Valor Presente de la proyección de demanda de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos expresada en metros cúbicos (m ³).

Handwritten marks: 27, 10

9 INVERSIÓN BASE DE ACTIVOS

9.1 Resolución CREG 011 de 2003

La inversión base que se considera para la determinación del cargo de distribución, comprende la inversión existente que se tenía a la fecha de la solicitud tarifaria, el Programa de Nuevas Inversiones que proyectó realizar el Distribuidor en el periodo tarifario de la Resolución CREG 011 de 2003, así como, aquellas inversiones en años posteriores a este periodo y hasta al 31 de diciembre del año anterior al año de la aprobación de la metodología del nuevo cargo de distribución. La inversión base de activos corresponde a:

➤ **Inversión Existente a la fecha de la solicitud tarifaria**

Esta corresponde a los activos reconocidos en la última revisión tarifaria más los activos construidos durante el período tarifario anterior. Estos se discriminan en:

- **Activos Inherentes a la Operación:** Son los activos que efectivamente utilizan en la prestación del servicio. Este inventario se homologó de acuerdo con las unidades constructivas definidas en la Resolución CREG 011 de 2003
- **Otros Activos:** Corresponden a maquinaria y equipos (vehículos, herramientas, etc), muebles, equipos de cómputo y de comunicación y sistemas de información.

El monto de los Otros Activos reportados por la empresa tanto en la Inversión Existente como en su Programa de Nuevas Inversiones no podrá ser superior al 6% del monto de la inversión en Activos Inherentes a la Operación e Inversiones en terrenos e inmuebles.

➤ **Programa de Nuevas Inversiones**

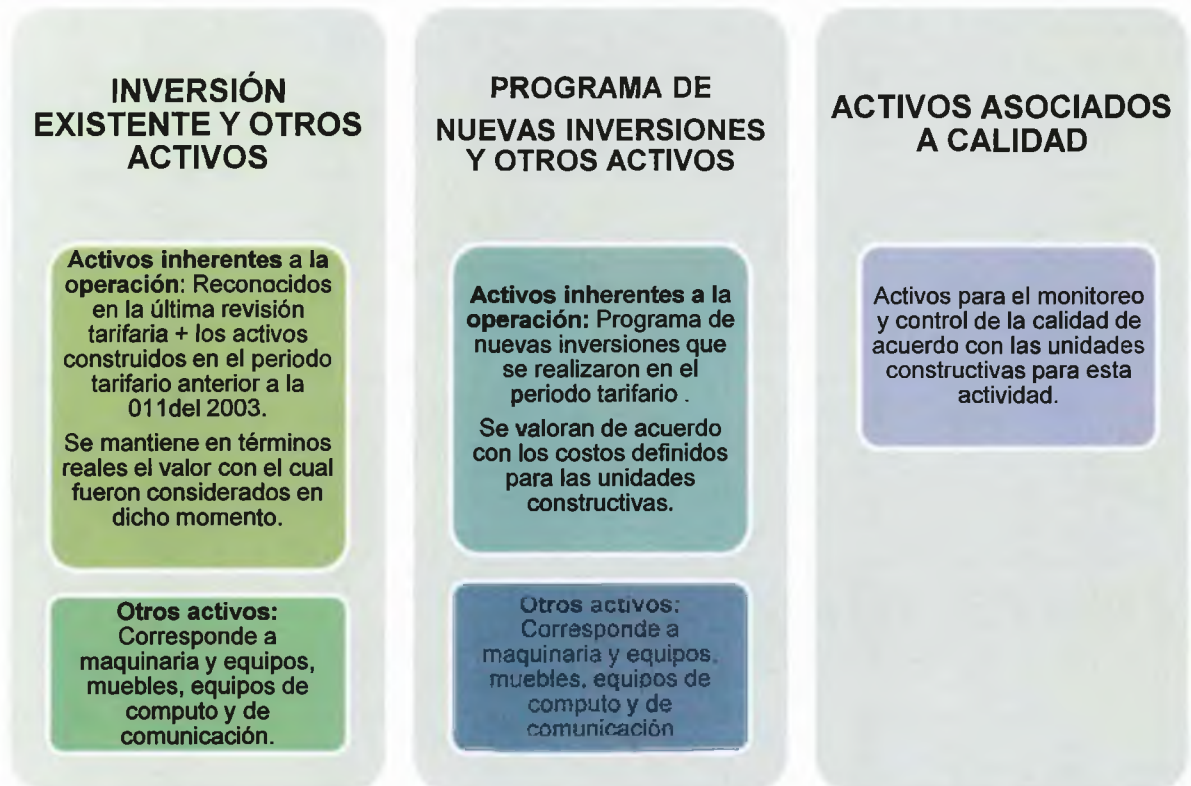
Corresponde al programa de nuevas inversiones de activos inherentes a la operación y otros activos que el distribuidor proyectó realizar durante el período tarifario de la Resolución CREG 011 de 2003.

En el evento en que un Distribuidor ejecute, durante el respectivo Período Tarifario, una inversión no prevista en el Programa de Nuevas Inversiones presentado a la CREG en su solicitud de cargos, estos activos serán considerados en la revisión de los cargos en el Período Tarifario siguiente

➤ **Activos asociados al control y monitoreo de la calidad del servicio**

Incluye todos los activos asociados al control y monitoreo de la calidad del servicio que son reportados por las empresas, de acuerdo con las Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2003.

Figura 8. Resumen Inversión Base de Activos Actual



9.2 Comentarios de los Agentes

Naturgas

El reconocimiento actual de "Otros Activos" contempla un valor no superior al 6% del monto de la inversión en "Activos Inherentes a la Operación e Inversiones en terrenos e inmuebles, este valor se soportó en el documento anexo a la resolución CREG 011 del 2003. Sin embargo es importante mencionar que el cálculo realizado contempló como base no solamente el valor de Activos Inherentes a la operación e Inversiones en terrenos e inmuebles sino que también asoció el valor de "Otros Activos. La proporción " de "Otros Activos" respecto al monto de "Activos Inherentes a la Operación e Inversiones en terrenos e inmuebles" correcta es 6.3%.

No obstante lo anterior, considera el sector de gran conveniencia la realización de un estudio que identifique la manera cómo se deben remunerar estos costos y contemple las inversiones que efectivamente han realizado las empresas basadas en las necesidades para poder llevar a cabo las actividades de distribución, de tal forma que se reconozca en la tarifa de distribución la totalidad del valor de los "otros activos" incurridos.

9.3 Respuestas a los comentarios

La Comisión acepta el comentario y procede a realizar el análisis respectivo para el reconocimiento del valor de Otros Activos.

9.4 Análisis y Propuesta

La Inversión Base comprenderá la inversión realizada en los siguientes activos, la valoración de estos se trata en el numeral siguiente:

a) Activos Inherentes a la Operación

Corresponde al inventario de activos que se utilizan en la prestación del servicio (puertas de ciudad, gasoductos, estaciones de regulación, accesorios, entre otros). Este inventario se debe realizar de acuerdo con las Unidades Constructivas.

b) Otros Activos

Los otros activos corresponden a aquellos activos que no hacen parte del sistema de distribución de gas combustible, pero son necesarios para cumplir las labores asociadas al objeto social de la empresa, dentro de los otros activos se encuentran, entre otros: vehículos, herramientas, muebles, equipos de cómputo, equipos de comunicación, sistemas de información, etc...

El monto de los Otros activos reportados por la empresa tanto en Inversión Existente como en el programa de nuevas inversiones no podrá ser superior al monto de la inversión en Activos Inherentes a la operación e Inversiones en Terrenos e inmuebles por el porcentaje establecido para cada empresa conforme a los análisis realizados por la Comisión.

El monto de los Otros activos se determinará para los mercados relevantes existentes y para los nuevos mercados relevantes así:

- Mercados Existentes

Para los análisis realizados por la Comisión se consideró la información de activos y otros activos de la base de datos del plan único de cuentas del SUI, específicamente, las cuentas que se encuentran a continuación:

Tabla 4. Cuentas consideradas de información de activos y otros activos

CUENTA	OTROS ACTIVOS
1630	Equipos y materiales en depósito
1635	Bienes muebles en bodega
1655	Maquinaria y equipo
1660	Equipo médico y científico
1665	Muebles, enseres y equipos de oficina
1670	Equipos de comunicación y computación
1675	Equipo de transporte, tracción y elevación
CUENTA	ACTIVOS
1605	Terrenos

1615	Construcciones en curso
1620	Maquinaria, planta y equipo en montaje
1625	Propiedades, planta y equipo en tránsito
1636	Propiedades, planta y equipo en mantenimiento
1637	Propiedades, planta y equipo no explotados
1640	Edificaciones
1643	Vías de comunicación y acceso internas
1645	Plantas, ductos y túneles
1650	Redes, líneas y cables
1680	Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería

Con el fin de determinar los porcentajes de otros activos eficientes que se reconocerán durante el período tarifario, la Comisión realizó un análisis econométrico para establecer dichos porcentajes conforme a las variables que influyen en los costos de los sistemas de distribución. Las variables que más se ajustaron fueron el valor de los otros activos y el número de usuarios.

En los análisis se consideraron dos modelos a partir de la función tipo Cobb-Douglas, un modelo de regresión lineal simple y un modelo de frontera estocástica, para los modelos, el promedio de otros activos (reportados al SUI en el periodo 2006-2010) se tomó como variable dependiente y el promedio de los usuarios por empresa (período 2006-2010) como variable explicativa. De acuerdo con los resultados obtenidos¹³ para la información analizada, el modelo de mínimos cuadrados ordinarios fue el más significativo estadísticamente, debido a la consistencia y el ajuste de la función a los resultados obtenidos. Los resultados del modelo se resumen a continuación:

Estadísticas de la regresión			
Coeficiente de correlación múltiple			0,885
Coeficiente de determinación R ²			0,783
R ² ajustado			0,774
Error típico			1,255

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t
β_0	10,032	1,148	9,011
β_1	1,007	0,108	9,313

Ecuación del ajuste: **Otros activos** = $e^{10.032 * (\text{Usuarios})^{1.007}}$

Para determinar el porcentaje de otros activos a reconocer, se toma el mínimo dato entre el valor real de los otros activos y el arrojado por el modelo (ajuste), y se calcula el cociente de dicho valor sobre el total de activos reportado por la empresa (promedio 2006-2010). El valor calculado, representa el porcentaje de otros activos para cada empresa que se reconocerá en el Período Tarifario.

¹³ Software Frontier

26

14

A continuación se presenta el porcentaje de otros activos estimado, el reportado por la empresa y de acuerdo con el ejercicio el porcentaje de otros activos que se le reconocería a la empresa en el periodo tarifario.

Tabla 5. Otros Activos: estimados, observados y reconocidos

EMPRESA	Resultado estimado	Resultado observado	% Otros Activos reconocido
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	10.7%	11.2%	10.7%
EDALGAS S.A. E.S.P.	5.7%	4.0%	4.0%
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.	64.5%	31.2%	31.2%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	4.2%	5.8%	4.2%
ESPIGAS S.A. E.S.P.	8.6%	0.3%	0.3%
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	6.8%	0.9%	0.9%
GAS NATURAL DEL ARIARI S.A. E.S.P.	2.8%	28.4%	2.8%
EFIGAS GAS NATURAL S.A. E.S.P.	7.3%	3.6%	3.6%
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	7.6%	9.2%	7.6%
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	7.0%	17.5%	7.0%
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	8.4%	5.4%	5.4%
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	12.1%	12.7%	12.1%
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	14.7%	9.5%	9.5%
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	13.1%	16.5%	13.1%
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	10.2%	38.9%	10.2%
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	5.4%	17.4%	5.4%
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	7.4%	6.6%	6.6%
GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	11.6%	16.8%	11.6%
MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	7.2%	48.7%	7.2%
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	6.9%	6.0%	6.0%
NACIONAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS S.A. E.S.P.	6.2%	2.0%	2.0%
PROMESA S.A. E.S.P.	4.0%	1.2%	1.2%
PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.	4.6%	16.7%	4.6%
SOCIEDAD DE UNIDAD EMPRESARIAL DE SERVICIOS PÚBLICOS PUBLISERVICIOS S.A.	2.4%	9.9%	2.4%
SURCOLOMBIANA DE GAS S.A. E.S.P.	33.6%	14.0%	14.0%
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	12.3%	11.1%	11.1%

KL

42

De acuerdo con los resultados obtenidos, el porcentaje reconocido de otros activos para la empresa ENERCA es un valor atípico, relacionado con posibles fallas en el reporte de la información, es por esto que para esta empresa en particular se consideró conveniente ajustar el valor a reconocer por el porcentaje (%) máximo reconocido de las empresas que se encuentran en la tabla anterior (sin incluir ENERCA), el valor es igual a 14%. De igual manera, el valor máximo se le aplicará a las empresas que no se encuentren en la tabla anterior.

- **Mercados Nuevos**

Teniendo en cuenta que no hay información financiera disponible en el caso de nuevos mercados, para la definición del porcentaje de otros activos para el siguiente periodo tarifaria se estableció un procedimiento para su determinación, en este se tendrá en cuenta la ecuación estimada resultado de los análisis realizados por la Comisión. A continuación se describe el procedimiento:

Ecuación

La ecuación que se tendrá en cuenta es:

$$\text{Otros activos}_n = e^{10.032} (\text{Usuarios})^{1.007} \quad (1)$$

Información para estimar el valor de otros activos

Para estimar el valor de otros activos se tendrá en cuenta la ecuación anterior y se introducirá en esa ecuación la información del número de usuarios que se describe a continuación:

- Usuarios: Número de usuarios totales proyectados para el quinto año del periodo tarifario del Nuevo Mercado Relevante.

Teniendo en cuenta que el valor de Otros activos por usuario estimado se expresa en pesos a diciembre de 2010, este valor se actualizará a pesos de la Fecha Base con el índice de Precios al Productor (IPP).

Determinación del porcentaje de Otros activos a reconocer

Para determinar el valor a reconocer, se toma el valor de los Otros activos reportado por la empresa en la solicitud tarifaria y se compara con el valor de los Otros activos estimado a partir de la ecuación (1). Al realizar la comparación, el valor de Otros activos eficiente que se le reconocerá a la empresa será el mínimo valor entre el valor de los Otros activos estimado y el reportado.

c) Activos asociados al control de la calidad del servicio

Serán los activos asociados al control y monitoreo de la calidad del servicio, los cuales deben reportarse de acuerdo con las Unidades Constructivas que se definan para el monitoreo de la calidad.

d) Inversiones en terrenos, derechos de paso e inmuebles.

Los terrenos e inmuebles serán excluidos de la Inversión Base y se remunerarán como un gasto de AOM.

El valor anual a incorporar en los gastos de AOM, por este concepto, será el 12,7% del valor catastral de la fecha de corte cada uno de estos activos al 31 de diciembre del anterior al año de aprobación de la nueva metodología del nuevo cargo de distribución y reportado por la empresa de estas inversiones. En el caso de los derechos de paso se deberá presentar la anualidad que se paga por los mismos, valor que se incorporara como gasto AOM. En caso de haberse efectuado un solo pago por el derecho de paso entonces el valor a incorporar como gasto AOM será el 12.7% de dicho valor (ajustado a la fecha de corte)

El porcentaje propuesto tiene el fin de hacer comparables a los distribuidores que arriendan o son poseedores de bienes inmuebles, por esto se considera como referente el establecido en el artículo 18 de la Ley 820 de 2003 en donde se establece que *“el precio mensual del arrendamiento será fijado por las partes en moneda legal pero no podrá exceder el uno (1%) del valor comercial del inmueble o de la parte de él que se dé en arriendo.”*

La tasa a la cual se estima el valor del arriendo mediante el cálculo de la tasa efectiva anual calculada con la tasa máxima mensual de uno por ciento (1%) definido anteriormente. La tasa efectiva anual corresponde a 12.7%.

10 VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN BASE

10.1 Propuesta

La inversión base es aquella que reconoce la CREG en los Cargos de Distribución y que corresponde al dimensionamiento del Sistema de Distribución, de acuerdo con la Demanda de Volumen, y valorada con los costos eficientes reconocidos de cada una de las unidades constructivas que lo constituyen. La Inversión Base deberá considerar las normas de seguridad establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, el Código de Distribución y las normas técnicas aplicables emitidas por autoridades competentes.

La Inversión Base está constituida por la Inversión Existente a la Fecha de Corte y/o el Programa de Nuevas Inversiones para mercados relevantes de sistemas de distribución de Municipios Nuevos (IPNI). La Inversión Existente está compuesta por: la Inversión Existente (IE) a la fecha de la solicitud tarifaria del período tarifario vigente, la Inversión Programada en Nuevas Inversiones que fue reconocida y ejecutada en el período tarifario vigente (IPE), la Inversión ejecutada durante el período tarifario vigente y no prevista en el Programa de Nuevas Inversiones (INPE) incluye la reposición de Inversión Existente durante el período tarifario vigente, Inversión de Reposición de Activos de la Inversión Existente (IRAIE) que se realizará durante el siguiente período tarifario.

Los Distribuidores deberán elaborar para la solicitud tarifaria un inventario de activos de acuerdo con cada inversión así:

- a) **Inversión Existente (IE):** Inversión reconocida como existente en la última revisión tarifaria, correspondiente a activos reconocidos antes que iniciara el

Período Tarifario que culmina. Se propone mantener la señal económica establecida de evitar costos de inversión hundidos que se pueden dar en una valoración de inversión a costos marginales de desarrollo de la misma o "costo reposición a nuevo". Por esto, esta inversión será homologada a las Unidades Constructivas definidas para la caracterización de la misma en el Período Tarifario que culmina y valoradas a los costos reconocidos en dicho momento y ajustados a diciembre de 2011.

- b) **Inversión Programada en nuevas inversiones que fue reconocida y ejecutada en la anterior revisión tarifaria (IPE):** Inversión en activos que fueron reportados en el programa de nuevas inversiones en la anterior solicitud tarifaria y que se ejecutaron hasta la fecha de corte. Dado que estas fueron aprobadas con la señal económica del actual período tarifario, éstas inversiones son homologadas a las Unidades Constructivas y valoradas a los costos unitarios, ajustados a diciembre de 2011, que fueron establecidos en la Resolución CREG 011 de 2003.
- c) **Inversión Ejecutada durante el período tarifario y No Prevista en el Programa de Nuevas Inversiones (INPE):** Inversión en activos que fueron ejecutados hasta la fecha de corte y que no fueron reportados en el Programa de Nuevas Inversiones. Aunque existe una señal económica del actual período tarifario para el desarrollo de la infraestructura de distribución de gas se dio el caso que cambios en disposiciones de los P.O.T. de los municipios o desarrollos tecnológicos en tuberías de conducción de gas, entre otras, conllevaron a la ejecución de inversiones que no se pueden caracterizar con la actual señal económica. La CREG adelantó los estudios correspondientes (ver capítulo 10) para definir Unidades Constructivas adicionales que puedan caracterizar estas inversiones. Por esto, esta inversión se deberá caracterizar con las Unidades Constructivas establecidas en la Resolución CREG 011 de 2003, cuyo valor es ajustado a diciembre de 2011, y las Unidades Constructivas adicionales a las de la resolución CREG 011 de 2011 y definidas para el siguiente período tarifario.

Éstas podrán incluir la reposición de Inversión Existente (IE) ejecutada durante el período tarifario que culmina. En caso de corresponder a nuevas Unidades Constructivas se toma el valor de éstas como se definan para el siguiente período tarifario.

- d) **Programa de Nuevas Inversiones para Municipios Nuevos (IPNI):** Inversión a reconocer para el Programa de Nuevas Inversiones que se realizará en el Siguiete Período Tarifario. Esta deberá ser homologada a las Unidades Constructivas que se definan para el Siguiete Período Tarifario y valorada a sus respectivos costos unitarios.
- e) **Inversión Base de Reposición de activos (IRAIE):** Inversión a reconocer para el programa de reposición de activos de la Inversión Existente (IE) que se realizará durante en el Siguiete Período Tarifario. Esta deberá ser homologada a las Unidades Constructivas que se definan para el Siguiete Período Tarifario y valorada a los costos unitarios que se establecen.

Figura 9. Clasificación Inversión Base



10.2 Auditoría de Activos Existentes

Con el fin de verificar la existencia de los activos reportados por las empresas distribuidoras de gas combustible, se realizarán las auditorías respectivas.

10.3 Valoración de la Inversión

De acuerdo con la constitución de los mercados, la valoración de la inversión base se hará así:

10.3.1 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Relevantes Existentes de Distribución o la Agregación de Mercados Relevantes Existentes de Distribución

En aquellos mercados de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Relevantes Existentes de Distribución o la Agregación de Mercados Relevantes Existentes de Distribución, se tendrá en cuenta Inversión Base correspondiente a IE, IPE e IPNE.

Figura 10. Mercados conformados por Mercados Existentes vs. Inversión base

Conformación mercado



Inversión Base 2



La valoración de los activos reportados en el inventario de la Inversión Base se hará a partir de la siguiente fórmula:

$$IBME_{kl} = CAE_{kl}(IE) + CAE_{kl}(IPE, INPE)$$

Donde:

$IBME_{kl}$ Inversión Base para el tipo de red l del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante de Distribución Existente o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución Existentes, expresada en pesos de la Fecha Base.

$CAE_{kl}(IE)$ Costo anual equivalente de la Inversión Existente (IE) para el tipo de red l antes de la aplicación de la Resolución CREG 011 de 2003 y que forma parte del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período

Handwritten mark

Handwritten mark

Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante de Distribución Existente o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución Existentes, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CAE_{kl}(IE) = \left[\sum_{i=1}^{NR} (QUCIE_{ik} \times PUCIE_i) \right] \times \frac{r}{1 - (1 + r)^{-u}}$$

Donde:

NR Número total de QUCIE reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante de Distribución Existente o de la Agregación de Mercados Relevantes de Distribución Existentes, a la Fecha de Corte.

UCIE_i Unidad Constructiva de Inversión Existente (IE), conforme al listado de costos unidades constructivas para valorar inversión existente (IE).

QUCIE_{ik} Número total de Unidades Constructivas de Inversión Existente UCIE_i reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercado Relevante de Distribución Existente o de la Agregación de Mercados Relevantes de distribución existentes.

PUCIE_i Costo unitario reconocido para UCIE_i relacionado en el listado de costos unidades constructivas para valorar inversión existente (IE) y ajustado a la Fecha Base.

r Tasa de retorno reconocida para la metodología de Precio Máximo.

u Vida útil Normativa en años, reconocida para los activos igual 20 años.

k Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k en análisis.

l Tipo de Red, correspondiente a la Red Primaria (RP) o Red Secundaria de Distribución (RS).

CAE_{kl}(IPE, INPE) Costo anual equivalente de las inversiones realizadas durante la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 y hasta la fecha de corte (IPE) que forman parte del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para el tipo de red l, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula conforme a la siguiente fórmula:

$$CAE_{kl} (IPE, INPE) = \left[\sum_{i=1}^{NR} (QUCIPE_{ik} \times PUCIPE_i) + (QUCINPE_{ik} \times PUCINPE_i) \right] \times \frac{r}{1 - (1 + r)^{-u}}$$

Donde:

- NR Número total de QUCPE y QUCINPE Unidades Constructivas de las IPE existentes reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, a la Fecha Corte.
- UCIPE_i Unidad Constructiva del Programa de Nuevas Inversiones ejecutada en la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 y que están relacionadas en el listado de costos unidades constructivas para la valoración de la inversión ejecutada durante la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 (IPE, INPE).
- QUCIPE_{ik} Número total de las Unidades Constructivas UCIPE_i, reportadas para el mercado k.
- PUCIPE_i Costo unitario eficiente definido por la Comisión para la Unidad Constructiva UCIPE_i relacionado en el listado de costos unidades constructivas para la valoración de la inversión ejecutada durante la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 (IPE, INPE) y ajustado a la Fecha Base.
- UCINPE_i Unidad Constructiva que fue ejecutada en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003, pero que no fue reportada en el Programa de Nuevas Inversiones de la solicitud tarifaria de dicha vigencia y que están relacionadas en el listado de costos unidades constructivas para la valoración de la inversión ejecutada durante la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 (IPE, INPE).
- QUCINPE_{ik} Número total de las Unidades Constructivas UCINPE_i, reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k.

Handwritten marks: a large '2' and some illegible scribbles.

PUCINPE _i	Costo unitario eficiente definido por la Comisión para la Unidad Constructiva UCINPE _i relacionado en el listado de costos unidades constructivas para la valoración de la inversión ejecutada durante la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 (IPE, INPE) y que se debe ajustar a la Fecha Base.
r	Tasa de Retorno reconocida para la metodología de Precio Máximo.
u	Vida útil en años, reconocida para los activos igual 20 años.
k	Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k en análisis.
l	Tipo de Red, correspondiente a la Red Primaria (RP) o Red Secundaria de Distribución (RS).

10.3.2 Municipios Nuevos, que van a formar parte de Mercados Relevantes de Distribución conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos.

En este tipo de mercados se considerará Inversión Base de IE, IPE, IPNE y PNI

Figura 11. Mercados conformados por Mercados Existentes y municipios nuevos vs. Inversión base

Conformación mercado



Inversión Base



Handwritten mark resembling the number 22.





La valoración de los activos reportados para los municipios nuevos se hará a partir de la siguiente fórmula:

$$IBMEN_{kl} = CAE_{kl}(IPNI)$$

IBMEN_{kl} Inversión Base de Municipios Nuevos que van a formar parte del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para el tipo de red l y que ha sido conformado a partir de anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

CAE_{kl} (IPNI) Costo anual equivalente del Programa de Nuevas Inversiones a realizarse en el Siguiete Período Tarifario para el(los) Municipio(s) Nuevo(s) que van a formar parte del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para el tipo de red l. Se calcula conforme a la siguiente fórmula:

$$CAE_{kl} (IPNI) = (VP(IPNI)_{kl}) \times \frac{r}{1 - (1 + r)^{-u}}$$

$$VP(IPNI)_{kl} = \sum_{n=1}^5 \frac{\sum_{i=1}^{NR} (QUCPNI_{ik} \times PUCPNI_i)}{(1 + r)^n}$$

Donde:

NR Número total de QUCPNI reportadas, proyectadas a realizarse en el mercado k en el nuevo Período Tarifario.

UCPNI_i Unidad Constructiva del Programa de Nuevas Inversiones a ejecutar en el nuevo Período Tarifario en el(los) Municipio(s) Nuevo(s) y que están relacionadas en el listado de costos de las unidades constructivas para la valoración de la inversión de nuevas inversiones (IPNI).

QUCPNI_{ik} Cantidad de la Unidad Constructiva UCPNI_i reportada para el(los) Municipio(s) Nuevo(s) que van a formar parte del Mercado Relevante de

Handwritten marks and scribbles in the bottom right corner of the page.

Distribución para el Siguiete Período Tarifario k y que ha sido conformado mediante la agregación de Mercados existentes de Distribución y Municipio (s) Nuevo (s).

$PUCPNI_i$	Costo unitario eficiente definido por la Comisión para la Unidad Constructiva $UCPNI_i$ relacionado en el listado y que se debe ajustar a la Fecha Base.
r	Tasa de Retorno reconocida para la metodología de Precio Máximo.
u	Vida útil en años, reconocida para los activos igual 20 años.
VP	Valor presente de las inversiones descontado a pesos de la Fecha Base.
n	Número de años de 1 a 5, correspondiente a los años en que se realiza el programa de nuevas inversiones
I	Tipo de Red, correspondiente a la Red Primaria (RP) o Red Secundaria de Distribución (RS).

10.3.3 Mercados Relevantes de Distribución Conformados sólo por Municipios Nuevos.

Figura 12. Mercados conformados por municipios nuevos vs. Inversión base

Conformación mercado



26

14



La fórmula para determinar la Inversión Base de Mercados Relevantes de Distribución conformados por municipios nuevos es la siguiente:

$$IBM_{kl} = VP(IPNI)_{kl}$$

Donde:

IBM_{kl} Inversión Base a realizarse en Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para el tipo de red l, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IPNI_{kl}$ Programa de nuevas inversiones que se proyecta realizar durante el Siguiete Período Tarifario en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k en municipios nuevos para el tipo de red l. Se calcula a partir de la siguiente fórmula. Este programa de inversiones se valorará utilizando los costos unitarios eficientes definidos por la Comisión para cada unidad constructiva tanto de las vigentes del actual período tarifario como de las adicionales requeridas para caracterizar los actuales sistemas de distribución en operación (ver capítulo 10).

VP Valor presente del Programa de Nuevas Inversiones a realizarse en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k en municipios nuevos, descontado a pesos de la Fecha Base.

$$VP(IPNI)_{kl} = \sum_{n=1}^5 \frac{\sum_{i=1}^{NR} (QUCPNI_{ik} \times PUCPNI_i)}{(1+r)^n}$$

Donde:

$VP(IPNI)_{kl}$ Valor presente del IPNI a realizarse en el Período Tarifario descontado a pesos de la Fecha Base.

NR Número de QUCPNI, proyectadas a realizarse en el nuevo Período Tarifario

Handwritten mark

Handwritten mark

para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k.

$UCPNI_i$	Unidad Constructiva i del Programa de Nuevas Inversiones a ejecutar en el nuevo Período Tarifario y que está relacionada en el listado de costos de las unidades constructivas para la valoración de la inversión de nuevas inversiones (IPNI)
$QUCPNI_{ik}$	Cantidad de la Unidad Constructiva $UCPNI_i$, reportada para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k
$PUCPNI_i$	Costo unitario eficiente definido por la Comisión para la Unidad Constructiva $UCPNI_i$ relacionado en el listado de costos de las unidades constructivas para la valoración de la inversión de nuevas inversiones (IPNI) y que se debe ajustar a la Fecha Base.
n	Número de años de 1 a 5, correspondiente a los años en que se realiza el programa de nuevas inversiones.
r	Tasa de Retorno reconocida para la metodología de Precio Máximo.
l	Tipo de Red, correspondiente a la Red Primaria (RP) o Red Secundaria de Distribución (RS).

11 UNIDADES CONSTRUCTIVAS

11.1 Resolución CREG 011 de 2003

La metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, define el concepto de unidad constructiva como el componente típico de los sistemas de distribución adoptado por la Comisión para el inventario y/o valoración de dichos sistemas.

Las unidades constructivas se clasificaron en los siguientes grupos:

- a) Estaciones reguladoras de puerta de ciudad
- b) Estaciones reguladoras de presión
- c) Tubería de acero

TL

AC

- d) Tubería de polietileno
- e) Sistemas de control

También se consideran unidades para estaciones de almacenamiento y regulación de GLP, unidades de compresión, almacenamiento y descompresión para el gas natural comprimido, equipos para calidad de gas. Activos tales como cruces subfluviales y otro no homologables a las unidades constructivas son reportados separadamente y se consideran como unidades constructivas especiales.

Es de anotar que para la definición de las unidades constructivas que fueron contempladas en la Resolución CREG 011 de 2003, la Comisión llevó a cabo un proceso que contó con dos etapas importantes:

1. Se contrató el estudio Técnico Económico para la Definición de Unidades Constructivas y Costos Unitarios Eficientes para Redes de Distribución de Gas Combustible con la Unión Temporal ENERGY COMPUTER GRAPHICS LTDA - EDUARDO AFANADOR IRIARTE en el año 2001.
2. Luego, se amplió el alcance del contrato anterior para adelantar una encuesta de costos en las empresas, con base en las Unidades Constructivas definidas preliminarmente.

El objetivo de la encuesta fue el de obtener un costo eficiente con base en la información suministrada por las empresas distribuidoras de gas por redes de tuberías.

En la etapa inicial el Consultor estimó costos de referencia para las unidades constructivas, los cuales serían tenidos en cuenta posteriormente para el análisis de la encuesta (chequeos y comparación). Los costos se estimaron con base en:

1. Consulta de información sobre procesos de contratación de construcción de redes.
2. Indagación de costos unitarios para la construcción de obras civiles en algunas empresas.
3. Estimación de costos por parte del Asesor, simulando el rol de contratista, mediante solicitud de cotizaciones a la industria.
4. Consulta a empresas de ingeniería y gremios de construcción respecto a estándares y prácticas en el uso de costos unitarios.

Estos costos incluyen: costos directos, costos indirectos, servidumbres y terrenos, prácticas utilizadas por la industria en adquisición de equipos, obra civil y montaje mecánico, entre otros.

Seguidamente aplicó un modelo para la estimación de costos unitarios eficientes para las unidades de tubería de acero y polietileno, previo a la realización de la encuesta.

Hay que señalar que el Costo Unitario Eficiente se obtuvo como la suma total invertida por una empresa distribuidora en la construcción y puesta en operación de determinada Unidad Constructiva, en condiciones promedio de configuración, especificaciones básicas, localización y disponibilidad de recursos.

En seguida se realizó la encuesta a la totalidad de las empresas que realizaban la actividad de distribución en ese momento sin incluir aquellas que atendían en las áreas de servicio exclusivo.

Para el análisis de esta información, el consultor elaboró matrices de simulación, para encontrar las causas de las variaciones en los costos de las unidades constructivas frente a los costos estimados inicialmente y posteriormente definió criterios para la obtención de los datos finales que determinarían los costos unitarios finales.

Una explicación resumida de todo este proceso se puede observar en el Anexo 3 del Documento CREG 001 de 2003, en donde se consigna la metodología utilizada y la forma de definir los criterios de ajuste que utilizó para conseguir los valores que estableció la Resolución CREG 011 de 2003.

Es de indicar que este fue un proceso minucioso que para su desarrollado consideró la información y los comentarios de la industria.

11.2 Resolución CREG 136 de 2008

En las bases se indicó que se llevaría a cabo una actualización de costos de las unidades constructivas típicas definidas en la Resolución CREG 011 de 2003 y se evaluaría la inclusión de nuevas unidades típicas que existan en los actuales sistemas de distribución, así como sus costos eficientes.

En estas unidades se tenía previsto valorar las unidades constructivas correspondientes a puntos de conexión a la red de transporte y sistemas de información (centros de control, sistemas de información geográfica, entre otros) requeridos para una operación eficiente de la red. Además las necesarias para llevar a cabo el seguimiento de la actividad de revisiones internas.

De igual manera, se propuso buscar la actualización de la base de datos con el propósito de confrontar, homogeneizar, procesar y analizar la información reportada por las empresas distribuidoras.

11.3 Comentarios de los Agentes

Gas Natural S.A. ESP

El numeral 5.1.5.1 plantea que la CREG actualizará los costos de las unidades constructivas típicas definidas en la Resolución CREG 011 de 2003 y evaluará la inclusión de nuevas unidades típicas que existan en los actuales sistemas de distribución.

Tal como planteamos en la comunicación 10150500-062-2008, consideramos que el Regulador debe tener en cuenta activos requeridos para la operación segura y confiable de los sistemas de distribución que no han sido homologados como unidades constructivas (centros de control, sistemas de información geográfica, inversiones en calidad del servicio, etc.), sobre los cuales, las empresas asumen sus costos asociados, lo cual es contrario al principio de que la tarifa al usuario final debe reflejar los costos de prestación del servicio.

Le solicitamos al Regulador para la actualización de las unidades constructivas, tener en cuenta los costos de referencia para la remuneración de las inversiones adicionales relacionadas con estaciones y sistemas de medición para la transferencia de custodia de gas que trata la Resolución CREG 041 de 2008.

Así mismo, a fin de mantener consistencia regulatoria y convergencia hacia los objetivos de una prestación eficiente e ininterrumpida del servicio público de gas natural, solicitamos a la CREG valorar los costos unitarios de las nuevas unidades constructivas que permitan remunerar las inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio en sistemas de distribución, como lo trata el Artículo 14 del Decreto MME 2687 de 2008.

Finalmente, es oportuno que el Regulador tenga en cuenta lo relacionado con las Inversiones necesarias para llevar a cabo la actividad de revisión técnica de las Instalaciones internas.

11.4 Respuestas a los comentarios

Con el propósito de actualizar las unidades constructivas tenidas en cuenta en la Resolución CREG 011 de 2003, la Comisión contrató el estudio “*Consultoría para la actualización de las unidades constructivas asociadas a los activos inherentes a la actividad de distribución de gas combustible por redes, y los costos eficientes de cada una para ser consideradas en el próximo periodo tarifario*” con la firma Itansuca Proyectos de Ingeniería S.A. Para la realización del estudio, la Comisión solicitó información a la industria sobre las unidades constructivas actuales y nuevas, relacionada a los costos, las volumetrías, las cantidades, los insumos o actividades de obra civil y la normatividad municipal vigente.

Esta información fue solicitada mediante las circulares CREG:

- Circular 046 de 29 de octubre de 2009
- Circular 055 de 27 de noviembre 2009
- Circular 063 de 28 de diciembre de 2009
- Circular 064 de 28 de diciembre de 2009

Así mismo, se hicieron las presentaciones respectivas y se recibieron los comentarios de los agentes, los cuales han sido tenidos en cuenta para la definición de unidades constructivas que en este documento y resolución se proponen.

Las unidades que han sido incorporadas como nuevas, corresponden a las que las empresas han reportado y que han justificado a través de normas exigidas.

11.5 Propuesta

De acuerdo con lo descrito en el numeral de inversión base, se tendrán 3 tipos de inventarios de unidades constructivas: i) Unidades Constructivas para valorar Inversión Existente, las cuales sus costos corresponden a los que se reconocieron en su momento actualizados. (IE), ii) Unidades constructivas para valorar inversión ejecutada durante la vigencia de la resolución CREG 011 de 2003 (IPE, INPE) corresponden a las unidades y costos establecidos en la Resolución CREG 011 de 2003 y Unidades Constructivas adicionales que se requieran para caracterizar los sistemas de distribución a la fecha base y iii) Unidades constructivas para la valoración de nuevas inversiones (IPNI). Estas y sus costos se definen para el Siguiendo Período Tarifario.

Las unidades constructivas existentes se han identificado por empresa y municipio, debido a que en el momento en que fueron reconocidas no existía el concepto de mercado relevante.

22

400

En el Anexo 1 de este Documento se incluye el análisis de las Unidades Constructivas y los inventarios y los valores a ser reconocidos para cada una de las unidades constructivas consideradas para la valoración de la inversión base:

- Unidades constructivas para valorar inversión existente (IE).
- Unidades constructivas para la valoración de la inversión ejecutada durante la vigencia de la resolución CREG 011 de 2003 (IPE, INPE).
- Unidades constructivas para la valoración de la inversión de nuevas inversiones (IPNI).

12 REPOSICIÓN DE ACTIVOS

12.1 Resolución CREG 136 de 2008

En esta resolución se consideró que se estudiarían alternativas de contabilidad regulatoria u otras que permitan determinar una metodología de reposición de estos activos.

Es de anotar que la reposición debe realizarse de acuerdo con un programa de reposición que debe presentar el Distribuidor en su solicitud tarifaria.

12.2 Comentarios de los Agentes

Gas Natural S.A. ESP

“El numeral 5.1.5.2 prevé un cambio de metodología de valoración de activos al pasar de costo de reposición a nuevo a una metodología de costo histórico regulatorio reconocido.

La señal regulatoria implícita en la metodología de costo de reposición a nuevo consiste en que el agente, en este caso el distribuidor, repone la red de forma autónoma. Es decir que no se trata de una reposición administrada por el regulador sino que el agente la efectúa cuando lo considera más eficiente en términos económicos, es decir, cuando reponer la red resulta menos costoso que efectuar mantenimientos correctivos o rehabilitaciones.

Por tanto, la señal apunta a mantener un sistema administrado de reposición del activo que puede implicar incentivos que sacrifiquen eficiencia económica, al estimular reposiciones cuando el Regulador subvalore inversiones que no obstante la finalización de su vida útil normativa, aún pueden conservar su operación en condiciones de calidad y continuidad.

La metodología de valoración de activos por costo de reposición a nuevo, permite que las tarifas reflejen el costo de prestar el servicio a mediano plazo, es decir que no se esperan incrementos tarifarios sustanciales cuando la red se repone, además permite reposiciones parciales sin que esto afecte el nivel de tarifas.

Lo contrario, puede implicar incrementos de tarifas cuando las inversiones se reponen lo cual sacrifica señales regulatorias de costo de prestación del servicio a los usuarios. Las tarifas se mantienen bajas si los activos son antiguos (no reflejan los costos de

22
140

prestación) y se pueden incrementar abruptamente en el periodo regulatorio en que se efectúa la reposición.

Cuando se adopta una metodología de valoración a costo histórico (similar a la propuesta de la CREG) el regulador está presuponiendo que el agente es capaz de reponer el activo al mismo costo al que la adquirió inicialmente, así como también asume que está en capacidad de mantener el acervo de capital a este costo reconocido. Este tipo de metodologías son de bajo ajuste para activos con una vida útil larga como son los gasoductos. Por lo tanto, requiere que el regulador efectúe ajustes si efectivamente los costos aprobados son inferiores a los costos reales de reponer la red.

Con lo anterior, insistimos en que el Regulador debe conservar una metodología de incentivo, permitiendo que el agente reponga automáticamente el activo de acuerdo con criterios de eficiencia económica.

Al respecto, se propone a la CREG que los distribuidores lleven a cabo reposición en los casos que sea necesario (continuidad del servicio) y que las inversiones en adecuaciones sean incluidas en el Plan de Nuevas Inversiones (PNI)".

Naturgas

"Para este tema la Resolución CREG 136 de 2008 plantea la posibilidad de estudiar alternativas de contabilidad regulatoria. Al respecto consideramos que el regulador solo debe especificar un procedimiento para reposición de activos al vencimiento de su vida útil. Nuestra propuesta es la siguiente: Cuando se requiera realizar la reposición de un activo al final de su vida útil, la empresa de Distribución bajo criterios, entre otros, técnicos, de seguridad, confiabilidad y calidad podrá proponer a la Comisión una de las siguientes opciones: 1) reemplazar el activo por uno nuevo o 2) realizar adecuaciones que permitan alargar la vida útil del activo y continuar operando el mismo. Se elegiría la alternativa que resulte menos costosa.

La anterior propuesta de Naturgas le permitiría al regulador concentrarse en un tema de manera específica (que en la actualidad no está claramente regulado en la metodología tarifaria), y no de manera amplia y poco precisa como lo es el concepto de contabilidad regulatoria".

12.3 Respuesta a los comentarios

La metodología planteada para la actividad de distribución de gas combustible se caracteriza por ser una metodología de incentivos. En donde el cargo se determina con los costos de la empresa, los cuales pueden diferir durante el periodo tarifario y en donde la empresa puede buscar la maximización de ganancias haciendo que sus costos sean inferiores a sus ingresos.

De igual manera es un incentivo para las empresas el definirse un periodo de recuperación de inversiones en activos en un plazo que es mucho menor a la verdadera vida útil de dichos activos, tal y como ocurre con los activos de distribución en donde la vida útil de activos puede llegar a ser hasta de 50 años y se ha definido un periodo de remuneración de 20 años.

De otro lado y en relación con la metodología de valoración del activo a costo histórico es de anotar lo que indica el estudio "Determinación de la Base Regulatoria de Activos (BRA) para la regulación de la Distribución Eléctrica en Colombia" llevado a cabo para Asocodis

Handwritten marks: a large '22' and a signature.

por Frontier Economics Ltd, en mayo de 2008, en donde sobre la metodología de valor de reposición a nuevo indica lo siguiente:

“El método de VNR es incorrecto un método de valoración de Reposición a Nuevo porque se basa en un supuesto erróneo que las empresas sustituyen de manera inmediata e instantánea sus activos en cada revisión regulatoria. De hecho, las empresas en mercados regulados y competitivos analizan sus inversiones tomando en consideración los costos de transacción y de mercados incompletos que la realidad impone a estas empresas.

La metodología de VNR es especialmente inestable porque no sigue un criterio de actualización de la base de activos sino de reemplazo que, como se ha dicho, no corresponde a lo que una empresa racional hace en la práctica. Es así como el VNR suele producir valores que pueden estar por encima del costo de la empresa, generando rentas para la empresa, o por debajo, generando pérdidas.

El problema se acrecienta porque su fluctuación depende de precios internacionales de insumos, de tipo de cambio y de otras variables que afectan en la práctica una parte pequeña de los costos de la empresa y no la totalidad como asume la metodología. Su uso lleva entonces a pérdidas de eficiencia asignativa y a grandes costos regulatorios en cada revisión regulatoria”.

Todo esto se explica con mayor detalle en la sección 3 del informe final de este estudio.

12.4 Análisis y Propuesta

12.4.1 Vida útil normativa

Con el propósito de introducir una metodología de reposición de activos en distribución, en primera instancia se definirá la vida útil normativa en un periodo de 20 años, que se cuentan a partir de la fecha de entrada en operación de un activo y del cual dispone el distribuidor para la recuperación del valor eficiente de la inversión.

Se entendería que vencido este período, el valor de la inversión reconocida por ese activo ya fue remunerado en su totalidad.

Para los activos correspondientes al IPNI en nuevos mercados o municipios, este período se contará a partir de la entrada en vigencia de los cargos calculados con la presente metodología y en el año de entrada en operación.

12.4.2 Reposición de Activos del Período Tarifario que Concluye.

El distribuidor podrá presentar en su solicitud tarifaria los activos que fueron objeto de reposición en el periodo tarifario que concluye. Para ello deberá reportar la información del activo existente que se repuso y las características del activo por el cual fue repuesto. Estos activos serán retirados de la Inversión Existente (IE) al costo reconocido y considerados dentro de la Inversión Ejecutada durante el Período Tarifario que culmina y no Prevista en el Programa de Nuevas Inversiones (INPE).

12.4.3 Reposición de Activos para el Siguiete Período Tarifario.

El distribuidor podrá presentar en su solicitud tarifaria un programa de reposición de activos para el siguiente Período Tarifario. Este programa sólo será aceptable para

21

100

aquellos activos que clasifiquen dentro de Inversión Existente (IE) que estén en servicio y que hayan cumplido su vida útil normativa de operación, exceptuando terrenos y edificaciones.

El programa de reposición deberá indicar dentro del Mercado Relevante de Distribución, los activos existentes que serán retirados, homologados a las Unidades Constructivas que remunerar la Inversión Base Existente (IE), su ubicación a través de coordenadas georeferenciadas y el activo por el cual será remplazado homologado a las nuevas Unidades Constructivas con las cuales se remunerará como activos que se realizan durante el próximo período tarifario.

La Comisión de acuerdo con este programa de reposición y el análisis respectivo, aprobará y determinará los activos a excluir de la base de activos existentes y el reconocimiento de las inversiones en reposición de activos. Tanto los activos a excluir como aquellos a reconocer se tomarán de acuerdo a la fecha en que se ejecuten y entren en operación los Activos de Reposición. Para ello el distribuidor utilizará una fórmula de ajuste del Cargo Promedio de Distribución, a partir del mes siguiente de entrada en operación del activo repuesto, de acuerdo con un delta de reposición definido regulatoriamente.

Figura 13. Ejemplo Reposición de Activos.



El Distribuidor sólo podrá aplicar el delta de reposición de acuerdo a su programa de reposición aprobado previamente por la Comisión y siempre y cuando entre en operación el activo de reposición correspondiente.

Lo anterior se hará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\Delta_{\text{Rept}_t} = \frac{\text{IRNA}_k - \text{IBAE}_k}{Q_{CT}}$$

Donde:

Δ_{Rept} Delta del cargo de distribución por efecto del programa de reposición de activos del año t del Período Tarifario. Expresado en pesos de la Fecha Base por metro

cúbico.

t Año del Período Tarifario en que se repondrán los activos.

IRNA_k Costo anual equivalente de la Inversión Base a reconocer por los activos nuevos que reemplazan los activos existentes que serán objeto de reposición, expresado a pesos de la Fecha Base.

$$IRNA_k = \left[\sum_{i=1}^{NR} (QUCN_{ik} \times PUCN_i) \right] \times \frac{r}{1 - (1 + r)^{-u}}$$

Donde:

NR Número de total de QUCN reportadas para reemplazar para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k.

UCN_i Unidad constructiva i

QUCN_{ik} Cantidad de la unidad constructiva de inversión a reponer UCN_i para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k

PUCN_i Costo unitario reconocido para la UCN_i.

r Tasa de Retorno reconocida para la metodología de Precio Máximo.

u Vida útil normativa en años, reconocida para los activos igual 20 años

k Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario en análisis.

IBAE_k Costo anual equivalente de la Inversión Base correspondiente a la Inversión Existente (IE) reconocida por los activos que van a ser objeto de reposición a pesos de la Fecha Base.

$$IBAE_k (IE) = \left[\sum_{i=1}^{NR} (QUCIE_{ik} \times PUCIE_i) \right] \times \frac{r}{1 - (1 + r)^{-u}}$$

NR Número total de QUCIE reportadas para el Mercado Relevante k, existentes a la Fecha de Corte.

UCIE_i Unidad Constructiva de Inversión Existente i a ser reemplazada.

XL

W

$QUCIE_{ik}$	Cantidad de la unidad constructiva de Inversión Existente a reemplazar $UCIE_i$ para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k.
$PUCIE_i$	Costo unitario reconocido para la $UCIE_i$
r	Tasa de Retorno reconocida para la metodología de Precio Máximo.
u	Vida útil normativa en años, reconocida para los activos igual 20 años.
k	Mercado Relevante de análisis.
Q_{CT}	Demanda que se consideró para la aprobación de los Cargos de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k.

12.4.4 Reporte de Información

Con el propósito de verificar los programas de reposición, los agentes deberán reportar a la CREG el último día hábil del mes enero de cada año, la información de la totalidad de activos existentes a través de la siguiente matriz con corte a diciembre 31 del año anterior. Esta deberá actualizarse anualmente con los activos que vayan entrando en operación durante el siguiente periodo tarifario.

Recibida la información, la CREG podrá auditarla. Esta información será la información base para la inversión existente del siguiente periodo tarifario al nuevo periodo tarifario.

La CREG expedirá un acto administrativo aparte en desarrollo del último párrafo del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, relacionado con el procedimiento de solicitud de información y las sanciones aplicables en caso de que las solicitudes de información no se atiendan en forma adecuada por los agentes.

Tabla 6. Reporte de Información sobre entrada de operación de activos

UNIDAD CONSTRUCTIVA	DESCRIPCION	MUNICIPIO DONDE SE UBICA EL ACTIVO	CODIGO DANE	COORDENADAS DE GEOREFERENCIACIÓN	CANTIDAD	FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL ACTIVO		
						DÍA	MES	AÑO

13 GASTOS ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

13.1 Resolución CREG 011 de 2003

Para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los mercados existentes que realizaron solicitud tarifaria, se utilizó la metodología: "Análisis Envoltante de Datos".

De acuerdo con lo establecido en el anexo 3 de la Resolución CREG 011 de 2003, las fuentes de información utilizadas para la aplicación de la metodología de frontera de eficiencia fueron las siguientes:

Gastos de AOM:

Se determinaron a partir de los Estados Financieros reportados al SUI en la parte correspondiente al segmento de distribución. Estos gastos correspondían a los dos años anteriores a la fecha de la solicitud tarifaria

Capital:

Se calcularon con base en la Inversión existente reportada en el expediente tarifario y ajustada según los criterios establecidos en la resolución CREG-011 de 2003.

Usuarios:

Se tomó el promedio de usuarios del año 2002. La fuente es la información reportada por las empresas a través del documento: "Instructivo para la recolección de información de Gas Natural", el cual es desplegado permanentemente en la página de Internet de la Comisión. Para las empresas que atienden varios municipios y reportan la información separada por cada uno de éstos, se efectuó un consolidado por empresa. Para el caso de la empresa Gas Natural del Cesar, que reportó en el instructivo solo información de usuarios residenciales, se tomó el total de usuarios reportados por la empresa en el estudio tarifario.

Variables de longitud de red:

Se tomó la información con base en la Inversión Existente reportada por las empresas en el expediente tarifario.

Las variables de entrada y salida utilizadas en el modelo son:

Insumos: AOM, capital de inversión en redes.

Productos: Usuarios y Red.

El modelo seleccionado se fijó con las siguientes características:

- Input orientado.
- Distancia Radial
- Retornos variables a escala
- Se utilizó la metodología AR

La Comisión utiliza el Software, Efficiency Measurement System (EMS) desarrollado por Holger Scheel en la Universidad de Dortmund, Alemania. Este programa fue seleccionado por que además de calcular los porcentajes de eficiencia, permite observar las comparaciones entre empresas y las variables que más pesan a cada una.

Los primeros resultados obtenidos del DEA para las solicitudes tarifarias de los mercados existentes se plasmaron en el Documento CREG 009 de 2004.

Es de indicar que para las solicitudes tarifarias en nuevos mercados que no disponían de información histórica de gastos de AOM se utilizan los promedios proyectados para los cinco años del primer período tarifario.

13.2 Resolución CREG 136 de 2008

Las Bases Metodológicas consignadas en la Resolución CREG 136 de 2008 determinaron que se estudiarían las siguientes alternativas para buscar un perfeccionamiento en la obtención de la eficiencia en los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento:

- (i) Mejorar las variables consideradas para la determinación de la eficiencia en los gastos AOM.
- (ii) Revisar la conveniencia de caracterizar las empresas de acuerdo con dispersión geográfica y el grado de expansión de cada una de ellas.
- (iii) Determinar los costos eficientes de la actividad evaluando otros métodos, como la Frontera Estocástica, u otros métodos paramétricos como: (i) Mínimos

Cuadrados Ordinarios Ajustados, (ii) Mínimos Cuadrados Ordinarios Modificados, (iii) Estimación por Máxima Verosimilitud; y los no paramétricos, los cuales son técnicas que requieren pocos supuestos o ninguno acerca de la linealidad u otras formas funcionales tales como el modelo de Empresa Eficiente. Así mismo, la CREG podrá definir “Menús de Contratos” que incentive llegar a la eficiencia real de cada empresa.

13.3 Comentarios de los Agentes

Gas Natural S.A. ESP

La Comisión plantea que la aplicación de la metodología actual de análisis envolvente de datos (DEA) se puede mejorar incluyendo la caracterización de empresas de acuerdo con variables como dispersión geográfica y el grado de expansión.

Consideramos esta propuesta conveniente dado que permitirá que el ejercicio comparativo que brinda la metodología DEA discrimine mejor el análisis y permita una comparación entre empresas en condiciones similares.

Así mismo, es necesario que la CREG lleve a cabo modelos robustos de análisis de eficiencia, que tengan en cuenta suficiente número de observaciones y criterios de comparación adecuados.

Finalmente, con miras a que la metodología sea consistente con los Incentivos de eficiencia en costos dados por el factor de productividad aplicable a gastos de AOM, es oportuno que la CREG, para la determinación de funciones de producción, use medidas de tendencia central a partir de las cuales se desarrollen metas de eficiencia a lo largo del quinquenio tarifario, y de esta manera, no se utilicen funciones de mínimo costo que impliquen doble esfuerzo al distribuidor en gastos de AOM.

13.4 Respuestas a los comentarios

- Como puede observarse en los análisis¹⁴ realizados para establecer la propuesta metodológica para la medición de la eficiencia, se probaron diferentes modelos DEA utilizando variables de salida como los kilómetros de red, el área atendida y el número de municipios, los cuales reflejan la dispersión y el grado de expansión. Allí también se explica por qué al final se descartaron algunas de estas variables.
- Para la medición de la eficiencia, inicialmente se usaron dos técnicas que representan los modelos más robustos propuestos en la literatura: un método no paramétrico (el DEA), y uno paramétrico (la Frontera Estocástica). En ambos casos se utilizó información correspondiente a tres años (2006 a 2008), y, en el caso del DEA, se usó una técnica para cuantificar la evolución de la eficiencia en el tiempo conocida como *Window Analysis*, la cual requiere un número considerable de observaciones.

En un análisis posterior, conforme a los comentarios recibidos a la Resolución 103 de 2010, se evaluaron modelos adicionales con la técnica de frontera estocástica

¹⁴ Los análisis iniciales se incluyen en el Documento CREG 077 de 2010, documento soporte de la Resolución 103 de 2010.

donde se aumentó el período de análisis, incluyendo información para los años 2009 y 2010.

- Entendiendo que las medidas de tendencia central que se sugiere utilizar para la determinación de funciones de producción, hacen referencia a los métodos paramétricos como Mínimos Cuadrados Ordinarios o Máxima Verosimilitud, cabe entonces aclarar que en la revisión teórica de los modelos para medir eficiencia se demuestra cómo las técnicas deterministas (a las que pertenecen los modelos mencionados), han sido relegadas paulatinamente, pues, independiente de la forma funcional que definen, establecen que cualquier desviación con respecto a la función debe atribuirse exclusivamente a ineficiencia. Las fronteras estocásticas, en cambio, consideran dos tipos de error dentro de la función de producción: uno debido a ineficiencia, y otro a aleatoriedad. Por esta razón, esta técnica resulta más aconsejable que los métodos determinísticos.

13.5 Análisis y Propuesta

De acuerdo con lo anunciado en las bases metodológicas, en el año 2010, la Comisión elaboró la propuesta de remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible a usuarios regulados, en la propuesta se realizaron los análisis de las diferentes metodologías empleadas para determinar eficiencia y se desarrolló una propuesta metodológica para evaluar la eficiencia en los gastos AOM, donde se integran las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería y se considera el enfoque de frontera estocástica de costos para determinar la eficiencia en los gastos AOM.

Se consideró pertinente integrar los gastos de AOM de las actividades de distribución y comercialización pues en los ejercicios realizados se obtuvieron resultados más consistentes al integrar los gastos además estas dos actividades se encuentran integradas en la práctica. De igual manera se consideró el modelo de fronteras estocásticas pues presenta ventajas en relación con la metodología de Análisis Envolvente de Datos (DEA). Las ventajas se describen a continuación:

- Permite definir una función paramétrica con la cual se puede estimar el resultado del proceso de producción, es este caso el nivel de gastos de AOM.
- El modelo considera un factor de error que recoge las inexactitudes que se pueden presentar en la definición de la función paramétrica.
- El modelo es flexible y permite establecer un rango entre el resultado y el nivel de eficiencia que pretende establecer el regulador para el sector.
- Aunque el DEA presenta una aparente ventaja al no postular una forma funcional de la frontera, la ausencia de propiedades estadísticas de los resultados constituye un inconveniente fundamental de dicha técnica.
- El DEA proporciona una frontera determinista, ya que toda la desviación de la frontera se atribuye a ineficiencia, y en ningún caso considera el error aleatorio. Por esta misma razón, el DEA resulta muy sensible a la presencia de outliers (datos atípicos).

Los análisis de la propuesta metodológica y los ejercicios realizados se encuentran contenidos en la Resolución 103 de 2010 y en el Documento soporte CREG 077 de 2010.

De acuerdo con los comentarios recibidos durante el periodo de consulta de la Resolución 103 de 2010 por parte de los agentes y terceros interesados, así como los resultados del estudio "Metodologías de eficiencia comparativa para la remuneración de los costos de AOM de las actividades de distribución y comercialización" elaborado por la Universidad de los Andes para la Asociación Colombiana de Gas Natural –NATURGAS, se realizaron ajustes a la metodología de análisis de frontera estocástica y se amplió el tamaño de la muestra incluyendo los años 2009 y 2010.

En los análisis realizados para el período 2006-2010, se seleccionaron las siguientes variables:

Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

Para determinar el valor de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) a reconocer, la Comisión calculó el valor que representa los gastos AOM para cada una de las actividades, esto es, distribución y comercialización. Se consideró la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para las unidades de negocio de distribución y comercialización de gas. A continuación se describe de manera el procedimiento que se empleó para determinar el AOM a reconocer:

AOM a reconocer = Costos ABC (SUI) – Cuentas de las circular 025 de 2009 y 016 de 2011¹⁵

Donde,

Costos ABC (SUI) corresponden:

- A todas las cuentas 552 para distribución y,
- A todas las cuentas 553 para comercialización.

Dentro de estas cuentas se consideran las siguientes actividades:

- Operación
- Mantenimiento
- Gestión del gas natural
- Atención a clientes
- Facturación y recaudo
- Control comercial

A los gastos reportados por las empresas en el SUI se le descontaron los costos y gastos reportados por las empresas en las circulares CREG 025 de 2009 y 016 de 2011 y que no se consideran en los gastos de AOM a remunerar en estas actividades. Las cuentas de las circulares 025 de 2009 y 016 de 2011 corresponden:

¹⁵ De las cuentas solicitadas en las circulares, se restaron únicamente las que no tienen relación con las actividades que se remuneran con la metodología en análisis.

Sesión No. 530

- A las cuentas 512007, 512008, 512017, 5302, 5304, 5306, 5307, 5308, 5309, 5311, 5312, 5313, 5314, 5317, 5330, 5331, 5344, 58, 7515, 752007, 752008, 7530 y 7555 para distribución.
- A las cuentas 512007, 512008, 512017, 5302, 5304, 5306, 5309, 5313, 5344, 58, 752007, 752008, 7530 y 7555 para comercialización.
- A otros costos y gastos reportados en el cuadro No. 2 de la circular para cada actividad (Comercialización y Distribución).

Los conceptos que no se consideran en los gastos de AOM que se reconocen son los siguientes:

- Comercialización de bienes y servicios diferentes a gas natural
- Reconexiones
- Construcción de acometidas
- Comercialización a usuarios no regulados
- Multas
- Sanciones
- Cargos remunerados en otros componentes de la fórmula tarifaria
- Calibración de medidores

La información reportada por las empresas en las circulares 025 de 2009, 016 y 022 de 2011, esta fue certificada por el revisor fiscal de la compañía. Igualmente, dentro del proceso de consolidación y análisis de la información fue necesario solicitar aclaración y precisión de las cifras entregadas por las empresas. Después del proceso de revisión no fue posible obtener información consistente para algunas empresas. Por lo tanto, no toda la información reportada por las empresas fue incluida dentro de la base de datos del análisis.

Usuarios

Número total de usuarios al año por empresa reportado al SUI. Para definir el número total de usuarios, se utilizó la sentencia "DISTINCT" de SQL. La consulta a la base de datos utilizando dicha función permite seleccionar el número de elementos (en este caso usuarios) distintos en un periodo determinado de tiempo (un año); con esta herramienta se evita tener que utilizar criterios como el máximo valor o el dato de un mes característico (junio o diciembre) que se venían considerando en anteriores estimaciones, y que presentaban problemas, especialmente cuando las empresas manejan ciclos de facturación diferentes, o cuando los reportes están incompletos.

Kilómetros de red

Kilómetros de red reportados por las empresas distribuidoras-comercializadoras para el periodo 2006-2010 por medio de las circulares CREG 025 de 2009 y 016 de 2011.

Área

Área de prestación del servicio para el periodo 2006-2010 para cada empresa. Se consideró el área en cabeceras municipales.

Modelo

Con las variables descritas, se estimaron diferentes modelos que siguen la siguiente especificación:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + v + u$$

Dónde:

y	AOM reportado por la empresa para el periodo 2006-2010. Se utilizó el AOM total, el AOM por usuario y el logaritmo de ambas variables.
x_1	Se emplearon los kilómetros de red, el área de prestación del servicio y el logaritmo de ambas variables para el periodo 2006-2010.
x_2	Número de usuarios y logaritmo del número de usuarios para el periodo 2006-2010.
$\beta_0, \beta_1, \beta_2$	Parámetros a estimar en el modelo.
v	Componente aleatorio del modelo. Se supone con media cero y desviación estándar σ_v .
u	Componente aleatorio asociado a la ineficiencia de la empresa. Se supone una normal truncada con media μ_u y desviación estándar σ_u .

Como parte del proceso de estimación del AOM eficiente mediante frontera estocástica, se buscó introducir los mercados relevantes como variable dentro del modelo para obtener el valor de AOM eficiente por mercado para las dos actividades (distribución y comercialización). Para tal efecto, se llevaron a cabo dos análisis de cluster con la intención de clasificar los mercados de acuerdo con algún criterio significativo; el primero, tomando como variables clasificadoras el número de usuarios por mercado y el total de la red (como variables separadas), y el segundo, considerando el índice 'usuarios por kilómetro de red', dentro de cada mercado.

Con los clusters establecidos se definieron diferentes grupos de mercados que fueron integrados a la función de frontera, resultando al final que ninguno mostró ser significativo en la explicación del modelo. Por esta razón, no se consideró esta estructura y se optó por estimar el AOM eficiente solamente por empresa.

13.5.1 Resultados del análisis de la CREG

De acuerdo con los análisis y ejercicios realizados, para la selección del modelo que se empleará para determinar la eficiencia de los gastos AOM de las actividades de comercialización y distribución, se observó la significancia y el signo de los coeficientes, además de la consistencia de los resultados al utilizar el promedio del periodo 2006-2010 y una estructura tipo panel para mismo periodo.

De igual manera, en la ecuación estimada se consideró conveniente incluir un componente de incertidumbre representado por la desviación estándar de la variable aleatoria V (σ_v), con el fin de reconocer factores que no se encuentran directamente

relacionadas con la operación de la empresa, sino con choques externos a ellos que pueden afectar temporalmente el desempeño de la empresa.

De acuerdo de lo anterior, la ecuación de frontera estocástica de costos escogida es la siguiente:

$$\frac{AOM}{US} = 9978 - 2172 \ln(\text{usuarios}) + 2811 \ln(\text{kilómetros}) + 1341$$

Dónde:

$\frac{AOM}{US}$ Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento por usuario para el periodo 2006-2010.

usuarios Número de usuarios atendidos por cada empresa y reportados al SUI para el periodo 2006-2010.

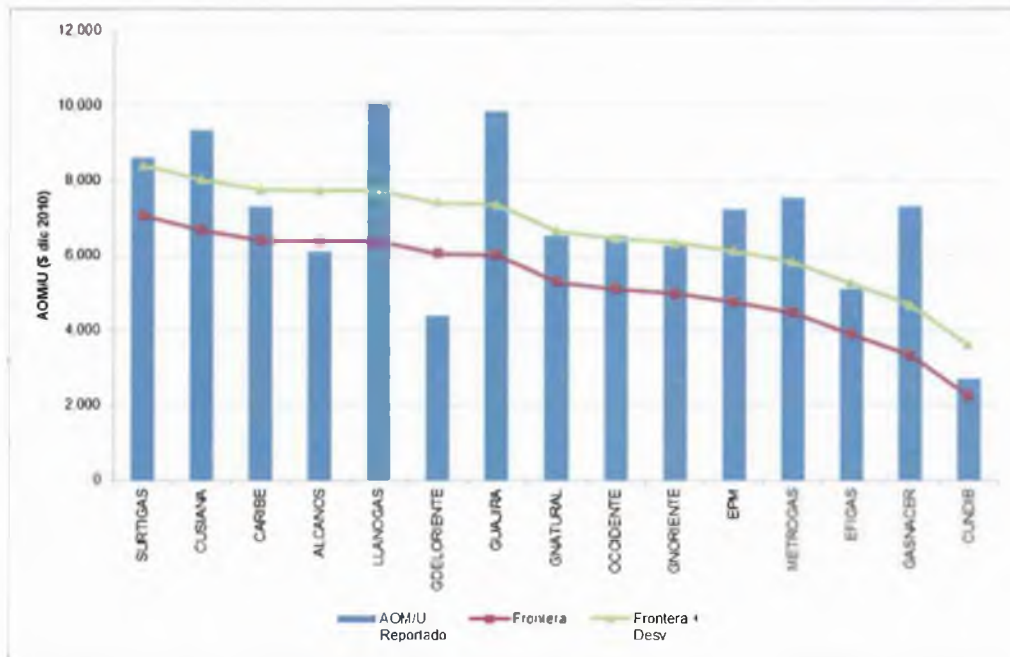
kilómetros Kilómetros de red reportados por la empresa para el periodo 2006-2010.

Se considera una desviación estándar (σ_v) de la variable aleatoria igual a \$ 1341.

Los coeficientes estimados fueron mayores a su desviación estándar, lo que significa que existe una relación entre las variables seleccionadas y los costos de AOM por usuario. Los coeficientes presentan los signos esperados, para el caso de los usuarios, un aumento en estos lleva a una disminución en el valor de AOM por usuario y un aumento en los kilómetros de red lleva a un aumento en el valor de AOM por usuario, lo cual es consistente desde el punto de vista económico.

A continuación, se muestran los resultados

Gráfica 11. Resultado Frontera Estocástica



13.5.2 Propuesta

Con el resultado obtenido en el numeral anterior y escogido el modelo que se propone emplear para estimar el AOM por usuario es necesario establecer el procedimiento para determinar los gastos de AOM que se reconocerán para la actividad de distribución de acuerdo con cada conformación de mercado relevante.

A continuación se describe la propuesta para determinar los gastos eficientes conforme al tipo de mercado relevante.

AOM eficiente para Mercado(s) Relevante(s) conformado por Mercado(s) Relevante(s) existente(s) o adhesión de Mercado(s) Relevante(s) existente(s)

Para determinar los gastos de AOM eficientes para los mercados relevantes existentes se tendrá en cuenta la ecuación estimada a través de la metodología de frontera estocástica de costos que resultó del análisis realizado al inicio del capítulo y se considerará el procedimiento que se establece a continuación:

Ecuación frontera estocástica de costos

La ecuación que se tendrá en cuenta es:

$$\frac{AOM}{US_n} = 9978 - 2172 \ln(\text{usuarios}) + 2811 \ln(\text{kilómetros}) + 1341 \quad (1)$$

Donde $\frac{AOM}{US_n}$ es el AOM por usuario estimado para la empresa n.

Handwritten marks: a large '26' and some illegible scribbles.

Información para estimar el AOM por usuario

Para estimar el valor de AOM por usuario, se tendrá en cuenta la ecuación del numeral anterior y se introducirán en dicha ecuación la información de número de usuarios y los kilómetros de red que se describe a continuación para establecer el AOM por usuario estimado.

- Usuarios: Número de usuarios totales de la empresa a la Fecha de Corte reportados al Sistema Único de Información –SUI. Para obtener el valor se considerará la sentencia “DISTINCT” de SQL.
- Kilómetros: Kilómetros de red totales de la empresa a la Fecha de Corte.

Teniendo en cuenta que al estimar la función de costos la información que alimentó el modelo se encontraba en pesos constantes de diciembre de 2010, el valor de AOM por usuario estimado se expresa en pesos de 2010 por mes, por lo tanto, para efectos de la metodología, el valor resultante se actualizará a pesos constantes de la Fecha Base con el índice de Precios al Consumidor (IPC).

Determinación AOM por usuario eficiente

Estimado el AOM por usuario, es necesario hacer una comparación entre este valor y el AOM anual por usuario del año de la fecha de corte, de la empresa depurado por la Comisión siguiendo el procedimiento que se describió en el numeral 13.5 y del cual se obtuvo el valor de AOM a reconocer para los análisis de frontera estocástica, esto con el fin de determinar el valor de AOM por usuario eficiente se reconocerá. Con el fin de obtener un valor mensual de los gastos de AOM los valores reportados serán divididos por 12.

El AOM por usuario eficiente por empresa será el mínimo valor entre el AOM por usuario estimado y el reportado:

$$\frac{AOM}{US}_n \text{ eficiente} = \min \left[\frac{AOM}{US}_n \text{ estimado}, \frac{AOM}{US}_n \text{ reportado} \right]$$

Considerando que para realizar la comparación de los gastos AOM es necesario que la información de los gastos de AOM para la fecha de corte (31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria) estén disponibles en el Sistema Único de Información (SUI), las empresas que presten servicio en mercados relevantes existentes que culminen el periodo tarifario entre los meses de enero y marzo, tendrán dos (2) meses adicionales para someter a la aprobación de la Comisión el estudio de los cargos aplicables para el próximo periodo tarifario, esto con el fin de que se encuentre toda la información disponible al inicio de la actuación administrativa.

Asignación entre las actividades de distribución y comercialización

Debido a que el AOM por usuario que resulte eficiente es un valor agregado para las actividades de comercialización y distribución, se debe determinar un porcentaje (%) para establecer el valor correspondiente de cada actividad. Para establecer el porcentaje para cada una de las actividades se considerará el porcentaje (%) correspondiente a las actividades de distribución y comercialización de acuerdo con la asignación que realizó

cada empresa para las unidades de negocio de distribución y comercialización al SUI durante el período 2006-2010. Para obtener la asignación en cada actividad, se calculó el porcentaje para cada año del período y luego se obtuvo un promedio simple para cada una de las empresas en el período analizado.

La tabla que se muestra a continuación contiene las asignaciones que tendrá cada empresa para cada una de las actividades.

Tabla 7. Asignación gastos para las actividades de Distribución y Comercialización

EMPRESA	% C	% D
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	45%	55%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	58%	42%
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	18%	82%
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	31%	69%
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	17%	83%
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	47%	53%
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	27%	73%
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	30%	70%
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	57%	43%
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	39%	61%
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	67%	33%
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	21%	79%
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	19%	81%

Considerando que en la tabla anterior no se encuentran todas las empresas que prestan el servicio de distribución y comercialización de gas combustible por redes, las empresas que no se encuentren en el listado, deberán reportar en la solicitud tarifaria el porcentaje (%) de asignación de los gastos de cada actividad, de acuerdo con lo que hayan reportado a la fecha de corte en el SUI para las unidades de negocio de distribución y comercialización de gas combustible. Si las empresas no reportan en la solicitud tarifaria dicha información, los gastos de AOM se dividirán en partes iguales entre ambas actividades.

En caso de que las empresas no reporten la información de AOM para cada actividad en el SUI, la Comisión le aprobará para efectos tarifarios el 90% de los gastos AOM de una empresa que sea comparable en términos de escala y densidad del mercado (número de usuarios atendidos y/o número de usuarios por unidad de longitud de red del sistema de distribución).

Distribución entre mercados relevantes

Dado que se obtiene un valor eficiente de AOM por usuario para la actividad de distribución por empresa, este valor debe ser distribuido por todos los mercados relevantes que atiende el distribuidor. La distribución entre los mercados relevantes se realizará de acuerdo al número de usuarios que atiende la empresa en cada mercado y

Handwritten marks: a large '2' and some illegible scribbles.

este valor se multiplicará por 12 para obtener un valor anual que posteriormente será considerado en el cálculo del cargo de distribución. A continuación se encuentra la formula a aplicar:

$$AOM (\$ 2010)_{n,k} = \left(\frac{AOM}{US_n} \text{ eficiente } D \times US_{n,k} \right) \times 12$$

$AOM (\$ 2010)_{n,k}$ AOM anual eficiente para la empresa n, correspondiente al mercado relevante k.

$\frac{AOM}{US_n} \text{ eficiente } D$ AOM eficiente por usuario reconocido de la empresa n para la actividad de distribución.

$US_{n,k}$ Número de usuarios de la empresa n, para el mercado relevante k a la Fecha de Corte.

Teniendo en cuenta que existen mercados relevantes donde presta servicio más de un distribuidor, para establecer el AOM anual eficiente de estos mercados relevantes, se sumará el AOM anual eficiente de cada empresa para el mercado relevante.

Reporte de información

Para obtener el valor de AOM por usuario que se va a comparar con el valor de AOM por usuario estimado, Las empresas deberán reportar los valores de gastos y costos que se encuentran incluidos en la información reportada al SUI para la unidad del negocio de distribución de gas a la Fecha de Corte. Las cuentas se encuentran en los cuadros 1 y 2 que se muestran a continuación. La información se debe reportar a pesos de la Fecha Base.

La información que se encuentra contenida en el cuadro 2 de otros costos y gastos es información que se encuentra reportada al SUI y que no corresponden directamente a la actividad de distribución de gas, entre estos gastos se encuentran la construcción de acometidas, la construcción de instalaciones internas, corte y reconexiones del servicio, calibración de los medidores y otros costos que no se deban reconocer en los gastos de administración, operación y mantenimiento de la actividad de distribución de gas. En los costos por estos conceptos no se podrán incluir valores que se encuentren en las cuentas detalladas del cuadro anterior, esto con el fin de evitar una doble contabilidad al momento de descontar estos valores de la información del SUI.

Tabla 8. Información de gastos y costos a reportar

Cuadro No. 1	
Código	Descripción
5	Gastos
512007	Multas
512008	Sanciones
512017	Intereses de mora
5302	Provisión para protección de Inversión

5304	Provisión para deudores
5306	Provisión para protección de Inventarios
5309	Provisión para responsabilidades
5313	Provisión para obligaciones fiscales
5344	Amortización de bienes entregados a terceros
58	Otros gastos
581005	Gastos legales
581539	Depreciación de edificaciones
7	Costos de producción
7515	Depreciaciones
751501	Depreciación edificaciones
751502	Depreciación plantas, ductos y túneles
751503	Depreciación Redes, líneas, cables
751504	Depreciación Maquinaria y Equipo
751506	Depreciación Muebles, Enseres y Equipo de Oficina
751507	Depreciación Equipo de Comunicación y computación
751508	Depreciación Equipo de Centros de Control
751509	Depreciación Equipo de Transporte, Tracción y Elevación
751511	Depreciación Bienes Adquiridos en Leasing Financiero
751590	Otras depreciaciones
7517	Arrendamientos
751701	Terrenos
751702	Construcciones y Edificaciones
751703	Maquinaria y Equipo
751704	Equipo de Oficina
751705	Equipo de Computación y Comunicación
751707	Flota y Equipo de Transporte
751790	Otros
752007	Amortización bienes entregados a terceros
752008	Amortización mejoras en propiedades ajenas
7530	Costo de bienes y servicios públicos para la venta
7555	Costo de pérdidas en prestación del servicio

Cuadro No. 2	
Otros costos y gastos	
	Construcción de acometidas
	Construcción instalaciones internas
	Reconexiones del servicio
	Corte del servicio
	Calibración de medidores
	Otros costos

Handwritten mark

Handwritten mark

Valor total de los costos y gastos por los seis (6) ítems del cuadro No 2. que se encuentran incluidos en las cuentas del cuadro No. 1.

Las empresas que presten el servicio en Mercados Relevantes Existentes que culminen el Período Tarifario entre los meses de enero y marzo, tendrán dos (2) meses adicionales para someter a la aprobación de la Comisión el estudio de los cargos aplicables para el Próximo Período Tarifario, esto considerando los plazos que las empresas tienen en el SUI para cargar la información contable del año inmediatamente anterior, la cual es necesaria para contar con toda la información disponible para realizar los cálculos correspondientes.

AOM Eficiente para nuevo(s) Mercado(s) Relevante(s) o Nuevo(s) Municipio(s) que se adhieran a Mercado(s) Relevante(s) existente(s)

Para la determinación de los gastos de AOM eficientes para los nuevos Mercados Relevantes o Nuevos municipios que se adhieran a Mercados Relevantes Existentes se tendrá en cuenta la ecuación estimada a través de la metodología de frontera estocástica de costos que resultó del análisis realizado al inicio del capítulo y se considerará el procedimiento que se establece a continuación:

Ecuación frontera estocástica de costos

La ecuación que se tendrá en cuenta es:

$$\frac{AOM}{US_k} = 9978 - 2172 \ln(\text{usuarios}) + 2811 \ln(\text{kilómetros}) + 1341 \quad (2)$$

Donde $\frac{AOM}{US_k}$ es el AOM por usuario estimado para nuevo(s) Mercado(s) Relevante(s) o Nuevo(s) Municipio(s) que se adhieran a Mercado(s) Relevante(s) existente(s) k.

Información para estimar el AOM por usuario

Para estimar el valor de AOM por usuario, se tendrá en cuenta la ecuación del numeral anterior y se introducirán en dicha ecuación la información de número de usuarios y los kilómetros de red que se describe a continuación para establecer el AOM por usuario estimado.

- Usuarios: Número de usuarios totales proyectados para el quinto año del periodo tarifario del Mercado Relevante o Nuevo(s) Municipio(s).
- Kilómetros: Kilómetros de red proyectados para el quinto año del periodo tarifario del Mercado Relevante o Nuevo(s) Municipio(s).

Teniendo en cuenta que al estimar la función de costos la información que alimentó el modelo se encontraba en pesos constantes de diciembre de 2010, el valor de AOM por

Handwritten mark

Handwritten mark

usuario estimado se expresa en pesos de 2010 por mes, por lo tanto, para efectos de la metodología, el valor resultante se actualizará a pesos constantes de la Fecha Base con el índice de Precios al Consumidor (IPC).

Se toma en cuenta el número de usuarios y los kilómetros de red del quinto año, ya que con estos se considera la evolución del mercado relevante durante el período tarifario y brinda una aproximación más acertada del comportamiento de los gastos de AOM.

Determinación AOM por usuario eficiente

Definido el AOM por usuario estimado, es necesario hacer una comparación entre éste valor y el promedio simple de los AOM anuales por usuario que proyecte el distribuidor para los cinco años del período tarifario de ambas actividades (distribución y comercialización) para el Mercado Relevante que vaya a conformar o para los Nuevo(s) Municipio(s) que se vayan a adherir a los Mercado(s) Relevante(s) existente(s), esta información deberá ser reportada en la solicitud tarifaria. Con el fin de obtener un valor mensual de los gastos de AOM los valores reportados serán divididos por 12.

Se considerará conveniente utilizar el promedio simple de los gastos de AOM debido a que representa una aproximación de los gastos en que incurre una empresa en un año determinado para la prestación del servicio en el mercado relevante, esto teniendo en cuenta que al comienzo del período, los gastos son mayores debido a la gestión comercial que se requiere al inicio de la prestación del servicio y a medida que se extiende el servicio por el mercado relevante y va avanzando el período tarifario, los gastos se van estabilizando, de igual manera, el promedio recoge los gastos que no son constantes durante dicho período.

Para determinar el AOM por usuario eficiente se compara el AOM por usuario estimado y el reportado y se escoge el valor mínimo, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\frac{AOM}{US}_k \text{ eficiente} = \min \left[\frac{AOM}{US}_k \text{ estimado}, \frac{AOM}{US}_k \text{ reportado} \right]$$

Asignación entre las actividades de distribución y comercialización

Debido a que el AOM por usuario que resulte eficiente es un valor agregado para las actividades de comercialización y distribución, se debe determinar un porcentaje (%) para establecer el valor correspondiente de cada actividad. Para establecer el porcentaje para cada una de las actividades, las empresas deberá reportar en la solicitud tarifaria un porcentaje (%) de asignación de gastos para las actividades de distribución y comercialización.

Asignación porcentaje (%) de eficiencia

Una vez definido el AOM por usuario eficiente de la actividad de distribución, se tiene que establecer un porcentaje (%) de eficiencia con el fin de aplicarlo al horizonte de proyección de veinte (20) años de la actividad de distribución:

El porcentaje (%) de eficiencia se determina, de acuerdo con lo siguiente:

22

10

- Si $\frac{AOM}{US_k} \text{ eficiente} = \frac{AOM}{US_k} \text{ reportado}$, se reconocerá el 100% de los gastos de AOM de la actividad de distribución reportado para el mercado relevante.
- Si $\frac{AOM}{US_k} \text{ eficiente} = \frac{AOM}{US_k} \text{ estimado}$, el porcentaje (%) de gastos AOM que se le reconocerá para efectos tarifarios será la relación entre el AOM por usuario eficiente y el AOM por usuario reportado por la empresa.

Reporte de información

Para el Horizonte de Proyección, las empresas deberán reportar en pesos de la Fecha Base los gastos de AOM de la actividad de distribución desagregada de acuerdo con la estructura de costos y gastos por actividades para la unidad de negocio de distribución de gas reportada al SUI. En el reporte de información que realice la empresa se deben incluir al menos los siguientes conceptos:

- Sueldos y salarios
- Contribuciones imputadas
- Contribuciones efectivas
- Aportes sobre la nómina
- Gastos generales
- Impuestos, contribuciones y tasas
- Mantenimiento
- Mercadeo
- Atención al cliente y al usuario
- Facturación y recaudo

Certificación de la información contable

Al momento de presentar la solicitud tarifaria, como se mencionó anteriormente, las empresas que presten el servicio en mercados relevantes existentes deberán reportar la información contable del año de la fecha de corte, esta información deberá ser certificada por el Revisor Fiscal de la empresa en el que conste que se ejecutaron como mínimo las siguientes actividades:

- Verificación de que la empresa tenga implementado un sistema de costos y gastos por actividades conforme a lo previsto en la Resolución SSPD 33635 de 2005.
- Verificación de que la asignación de recursos (conceptos de costos directos de personal, materiales, planta y equipo, edificios, misceláneos y costo de bienes y servicios para la venta) se hayan efectuado en forma directa a las actividades determinantes de los procesos operativos y comerciales y a las actividades de los procesos de apoyo administrativo.
- Verificación de que la asignación de los recursos de costos indirectos a las actividades se hayan efectuado a través de "drivers" o factores de asignación que muestren la situación de la empresa.
- Verificación de que los gastos administrativos o de soporte se hayan asignado por cada proceso a las unidades de servicio o negocio.

- Verificación de que el sistema permita establecer claramente los costos de la Gestión Operativa, de la Gestión Comercial y de la Gestión de Estrategia y Soporte con base en la conformación establecida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en el Anexo 2 de la Resolución 33635 de 2005.
- Verificación de que en el informe de AOM se utilicen únicamente las cuentas consideradas por la normatividad vigente.
- Verificación de que el sistema separa claramente los costos de los negocios no regulados o no relacionados con servicios públicos.
- Verificación de que los Outsourcing y Concesiones entregan información para su incorporación en el sistema de costos y gastos por actividades.
- Verificación de que las cuentas identificadas como de costo de bienes y servicios para la venta, en el sistema unificado de costos y gastos, solo estén afectando los procesos de la gestión comercial.
- Verificación de que dentro del reporte de costos y gastos AOM no se incluyan erogaciones causadas por situaciones que son ajenas a las actividades de distribución y comercialización de gas combustible.
- Conciliación de la información de gastos y costos de AOM, con lo reportado al Sistema de Costos y Gastos para la actividad de distribución y los saldos de contabilidad según el Plan Único de Cuentas, y verificación de la consistencia de la información con los valores totales por cuenta.
- Dar sin ambigüedades el visto bueno o concepto de salvedad sobre la información suministrada por las empresas sobre los costos AOM de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible.

La comisión considera importante contar con esta información durante el periodo de vigencia de los nuevos cargos, para lo cual las empresas deberán reportar, cada mes de abril, la información contable del año inmediatamente anterior, certificada y auditada en la forma anteriormente indicada.

14 CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

14.1 Antecedentes

El artículo 136 de la Ley 142 de 1994 determina que la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos es la prestación continua de un servicio de buena calidad y que el incumplimiento de esta obligación se denomina, para los efectos de dicha Ley, falla en la prestación del servicio.

De otro lado, el Decreto 2687 de 2008 "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones" del Ministerio de Minas y Energía, determinó en su artículo 14 que los transportadores de gas

natural, los distribuidores de gas natural y/o cualquier otro Agente que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, podría incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requirieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural. Así mismo, la norma estableció que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establecería los criterios de confiabilidad que deberían asegurarse, para mitigar los efectos sobre los usuarios finales del servicio y establecería el esquema tarifario que debía remunerar las inversiones eficientes que para el efecto presentaran los Agentes.

Conforme a lo anterior, la Resolución CREG 075 de 2008 modificó el artículo 37 de la Resolución CREG 011 de 2003 y dispuso entre otros, que si agotados los mecanismos descritos en dicho artículo no se aseguraba la continuidad en la prestación del servicio, el Distribuidor-Comercializador podría complementar los contratos suscritos con infraestructura, contratos de almacenamiento, contratos de respaldo o con el uso de combustibles técnicamente intercambiables con el gas combustible contemplado en su contrato de condiciones uniformes, previa autorización de la CREG cuando implicara modificación a las fórmulas tarifarias para cada actividad.

Considerando lo anterior la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se adelantó un estudio para “La Determinación y Valoración Económica de alternativas Técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de Gas Natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización”, el cual se desarrolló durante el año 2010 a través del Convenio Interadministrativo No. 002 de 2008, celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía.

Posteriormente, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2730 de 2010 “Por el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, estableció normas relacionadas con la confiabilidad y la continuidad del servicio de gas natural, dentro de las que se encontraban soluciones tales como las plantas de regasificación, el almacenamiento estratégico, el almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos, el almacenamiento en plantas de regasificación y el almacenamiento en plantas satélite.

En junio de 2011, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2100, “por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones” y derogó los Decretos 2687 de 2008 y 2730 de 2010.

El artículo 18 del Decreto 2100 de 2011 determina que los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural y que con el fin de incentivar el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.

La Resolución CREG 126 de 2010 define el Programa de Nuevas Inversiones –PNI como “los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada Año del Período Tarifario y que estén asociados al concepto de confiabilidad en transporte, entendido como las inversiones requeridas para mantener la integridad y

seguridad de la infraestructura existente, salvo que por vía regulatoria se adopte una nueva definición del concepto de confiabilidad en transporte. (...)

De acuerdo con todo lo anterior la Comisión de Regulación de Energía y Gas actualizó el estudio de confiabilidad de gas natural realizado en 2010, teniendo en cuenta: (i) los cambios en la política sectorial, (ii) que los Inversionistas que pretenden respaldar las obligaciones de energía firme-OEF de generadores térmicos a gas natural, con gas natural importado-GNI, iniciaron estudios para seleccionar las alternativas tecnológicas e hicieron propuestas para que la CREG regule el pago del servicio de confiabilidad que se pueda proveer a través de infraestructura de importación de Gas Natural Licuado, GNL y, (iii) el que los agentes pusieron de presente la necesidad de considerar el criterio de seguridad eléctrica, con el fin de que se incluyera la nueva demanda de gas de la generación eléctrica para este fin y para lo cual celebró el contrato 02 de 2011.

Finalmente, la CREG utilizando como insumo los resultados de estos estudios, expidió la Resolución CREG 054 de 2012 y Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general "Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural".

Es de anotar que estas disposiciones propuestas incluyen proyectos que benefician en su totalidad todo el sistema de suministro de gas en el país. Sin embargo, pueden existir proyectos puntuales que se requieran para la confiabilidad y seguridad de la prestación del servicio en regiones o mercados específicos.

Por lo tanto, se propone incluir dentro de la metodología de distribución alternativas para la remuneración de estos posibles proyectos.

14.2 Propuesta

En correspondencia con lo anterior, al Cargo Promedio de Distribución se le podrá agregar un Cargo Delta de Confiabilidad y/o Seguridad en Distribución a la fecha en que se ejecuten y entren en operación los activos de confiabilidad y/o seguridad. Este cargo delta corresponderá a la remuneración de las inversiones correspondientes a los activos de confiabilidad y/o seguridad que se determinen como necesarios a desarrollar para soportar los Sistemas de Distribución, de conformidad con la metodología que establezca la CREG en resolución aparte sobre este tema.

Así mismo, se reconocerán los gastos de AOM anuales eficientes para la infraestructura de confiabilidad y/o seguridad que se determine como necesaria. El cargo Delta de Confiabilidad en Distribución se calculará así:

$$\Delta_{\text{Con}k} = \frac{IC_k + AOMC_k}{Q_{CT}}$$

$\Delta_{\text{Con}k}$ Delta de los cargos de distribución por efecto de Confiabilidad y/o Seguridad. Expresado en pesos de la Fecha Base por metro cúbico.

IC_k Costo anual equivalente de la Inversión Base a reconocer por concepto de

21

101

Confiabilidad y/o Seguridad en Distribución para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k, conforme a la metodología establecida por la CREG en resolución aparte, expresado en pesos de la Fecha Base.

$AOMC_k$ Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, para la confiabilidad y/o Seguridad en Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k, expresado en pesos de la Fecha Base.

Q_{CT} Demanda que se considera para la aprobación de los Cargos de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k.

Es de anotar que la CREG mediante Resolución CREG 054 de 2012 se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general "Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural".

Al respecto la Comisión ha recibido comentarios y esta en el proceso de análisis para establecer la mejor alternativa para la valoración de los proyectos de confiabilidad.

15 COSTO DE CAPITAL

15.1 Resolución CREG 011 de 2003

El costo de capital invertido para remunerar los activos de la actividad de distribución de gas corresponde a lo definido mediante la Resolución CREG 045 de 2002. En esta resolución se establece la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de la tasa de retorno que se utiliza en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de gas combustible por redes.

La metodología de cálculo de la tasa de retorno determina:

1. Para el cálculo de las tasas de retorno, tr , se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$tr = (1 + WACC_{ai}) / (1+i) - 1 \quad (1)$$

$$WACC_{ai} = WACC_{di} / (1-T) \quad (2)$$

$$WACC_{di} = wD * (kD - T.kD) + wE * kE \quad (3)$$

$$kE = rf + prn + prp \quad (4)$$

$$prn = b * prm \quad (5)$$

$$b = [1 + (1-T) D/E] * bu \quad (6)$$

Donde:

KL

100

tr :	tasa de retorno en términos reales antes de impuestos
i :	tasa de inflación en dólares americanos
T :	tasa nominal de impuestos
$WACC_{ai}$:	tasa WACC antes de impuestos
$WACC_{di}$:	tasa WACC después de impuestos
kD :	costo de la deuda
kE :	costo del capital propio o <i>equity</i>
D :	valor en porcentaje de endeudamiento
E :	valor en porcentaje del capital propio
$wD = D/(D+E)$:	peso ponderado de la deuda
$wE = E/(D+E)$:	peso ponderado del capital propio
rf :	tasa libre de riesgo
prm :	prima de riesgo del negocio
prm :	prima de riesgo del mercado
prp :	prima de riesgo país
b :	Beta
bu :	Beta desapalancado

2. Los parámetros y los valores de los parámetros en la aplicación de las fórmulas anteriores son los siguientes:

Tabla 9. Parámetros utilizados para el cálculo del WACC

Variable	Descripción	Criterio	Fuente	Periodo	Valores
kD	Costo de la Deuda	DTF + 4%, tasa real equivalente	Banco de la República	Promedio 24 meses	10.40%
D	Peso ponderado de la deuda	Optimo			40.00%
rf	Tasa Libre de Riesgo	Bonos del Tesoro a 20 años	US Federal Reserve	Promedio 24 meses	6.07%
prm	Prima Riesgo Mercado	Prima sobre el índice S&P 500	Ibbotson Associates	Promedio 1926-2000	7.80%
bu	Beta desapalancado	Empresas pequeñas	Ibbotson SIC 4924 + 0.21	60 meses	0.279
b	Beta apalancado				0.400
prp	Prima Riesgo País	<i>Spreads</i> Deuda Bonos Global 04, 06, 09 y 20	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Promedio 24 meses	6.19%
E	Peso ponderado del capital propio				60.00%
T	Tasa nominal de impuestos		Ley Colombiana		35%
i	Inflación en Dólares (US)	Crecimiento anual esperado de largo plazo	US Fed. Reserve Livingston Survey		2.60%

WAAC (di)	Tasa Wacc nominal después de impuestos				11.93%
WAAC (di)	Tasa Wacc nominal antes de impuestos				18.36%
tr	Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos				15.36%
Prima	Constante	Homogenización de mercados			0.7 %

De acuerdo con lo anterior la tasa retorno que se aplicó fue del 16.07%.

Ahora bien, la metodología dispuso que en el mes de junio del tercer año de vigencia del período tarifario, se realizaría un ajuste de la tasa de retorno con la información disponible de las fuentes establecidas, actualizando únicamente los valores del costo de deuda, la tasa libre de riesgo y los spreads de la deuda soberana.

Teniendo en cuenta esto se llevó a cabo el respectivo ajuste y se expidió la Resolución CREG 069 de 2006, en donde con la misma metodología y actualizando los valores establecidos en la Resolución CREG 045 de 2002, se adoptó como tasa de retorno el valor de 11,31 % en pesos constantes antes de impuestos.

Es de indicar que esta nueva tasa se viene aplicando para el cálculo de los cargos de las solicitudes de tarifas que a partir de esa fecha fueron solicitados con base en lo señalado en la Resolución CREG 011 de 2003.

15.2 Resolución CREG 136 de 2008

Así las cosas, en la Resolución CREG 136 de 2008, se señala que para la determinación de la nueva tasa de retorno se tendría en cuenta lo utilizado en el sector que es sustituto como el GLP. Así mismo, se estableció que se realizaría un estudio en donde se aplique a las metodologías utilizadas el referente de mercados de países que tienen marcos regulatorios similares al caso Colombiano.

15.3 Comentarios de los Agentes

Al respecto los agentes comentaron:

Gas Natural S.A. ESP

El numeral 5.1.5.5 define que "...para la determinación de la nueva tasa de retomo se tendrá en cuenta lo utilizado en el sector que es sustituto como el GLP, para el sector residencial regulados por la CREG...

Al respecto, nos permitimos señalar que el esquema de remuneración de la actividad de distribución minorista de GLP es acorde con un esquema regulatorio de libertad vigilada

(Res CREG 01 de 2009), diferente al esquema de remuneración de la actividad de distribución de gas natural, esto es, libertad regulada.

Así mismo, manifestamos que los riesgos de la actividad de distribución son superiores a los de la actividad de transporte que es un referente, especialmente por el aprovisionamiento de gas natural en una situación de restricción en la oferta comercializable en firme como la que enfrenta actualmente el país y los riesgos anteriormente mencionados originados por fluctuaciones no controlables de la demanda y pérdida de competitividad por cambio del precio de los sustitutos o del gas, como se prevé que ocurrirá en el corto plazo.

Todo lo anterior, sin dejar de mencionar los problemas de contratación a largo plazo a los que se ven abocados los distribuidores comercializadores frente a las actividades complementarias de suministro y transporte, en esencia entre agentes no coordinados y con Intereses que convergen con dificultad y que transfieren el riesgo de mercado a los contratantes (distribuidor - comercializador).

La tasa que se defina para el próximo periodo tarifario debe constituir una señal clara para la Inversión, que reconozca la estructura de capital que pueden alcanzar las empresas, los costos de deuda y el riesgo sistémico de la actividad, considerando las particularidades del entorno colombiano frente a mercados de otros países en cuanto a los riesgos de competitividad del gas natural con respecto a sustitutos en usos finales y a las limitaciones comerciales de suministro.

Solicitamos a la Comisión, como parte de una definición Integral de las bases, la aplicación de la metodología planteada en el estudio "Metodología y estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC) para empresas de transporte y distribución de gas natural que Naturgas contrató con la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes y que se presentó a la CREG en octubre 2 del anterior año, dado que como se manifestó en el numeral 1.1, la serial otorgada a través de la actual tasa de descuento no suficiente para desarrollar proyectos de infraestructura de gas natural".

Naturgas

"Solicitamos nuevamente a la Comisión, como parte de una definición integral de las bases, la aplicación de la metodología planteada en el estudio "Metodología y estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC) para empresas de transporte y distribución de gas natural" que Naturgas contrató con la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes y que se presentó a la CREG en octubre 2 del 2008.

Con relación a la propuesta del regulador, en el sentido de estudiar lo utilizado en el sector de GLP, para el sector residencial, presentamos nuestros comentarios relativos a la inconveniencia del planteamiento:

- Estas dos actividades difieren en aspectos técnicos, comerciales, de estructura del mercado y financieros, por ende asimilar como comparables estas dos actividades para definir una tasa de retorno no corresponde a un ejercicio correcto.
- Adicionalmente, entendemos que la Comisión dentro de la regulación vigente no ha definido una tasa de retorno para el negocio de Distribución de GLP, sino que ha optado por implementar una remuneración vía libertad vigilada. La actividad de distribución de gas natural se encuentra actualmente bajo un régimen de libertad

72

40

regulada y por ende una comparación o asimilación de la tasa de retorno bajo esta situación no sería coherente”.

15.4 Respuestas a los comentarios

De manera general señalamos que la metodología para la estimación de las variables que componen el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por las iniciales en inglés *Weighted Average Cost of Capital*) es la misma que la CREG ha utilizado en ocasiones anteriores (e.g. transmisión de electricidad, distribución de electricidad, transporte de gas natural y transporte de gas licuado del petróleo).

De acuerdo con la metodología, dependiendo de la actividad y la técnica de regulación (de altos, medios o bajos incentivos), fundamentalmente el único parámetro que varía es el grado de sensibilidad al riesgo sistémico que enfrenta la respectiva actividad.

Con referencia al estudio de la Universidad de los Andes, en donde se presentan algunas propuestas de ajuste en la estimación de las variables que componen el WACC, advertimos que si bien dentro de la teoría financiera todas ellas son consistentes, la metodología de cálculo que ha venido utilizando la CREG también lo es y no se advierten elementos, de acuerdo con los riesgos que enfrenta el negocio de la distribución de gas natural por redes de ductos, que ameriten una modificación.

Respecto a los comentarios respecto a la actividad de distribución de GLP, la comisión permite la libertad vigilada en este sector de la economía dada la desafiabilidad del mercado en esta actividad, caso contrario a la de distribución de gas natural. Por lo anterior, en el siguiente numeral se describe la metodología que utilizará la CREG para la estimación de cada una de las variables que componen el WACC.

15.5 Propuesta

Para remunerar la actividad de distribución de gas natural se utilizará la tasa de retorno utilizando la metodología que se describe a continuación:

15.5.1 Definición de variables

Las variables a utilizar para el cálculo de la tasa de retorno en el próximo periodo tarifario.

Tabla 10. Descripción de las variables para determinar el cálculo del WACC de distribución

Nombre	Variable	Descripción
Beta	β_u β_l	Parámetro que representa el riesgo de una industria en relación con el mercado donde se desarrolla. Desapalancado (β_u) y apalancado (β_l)
Ajuste del Beta	A	Ajuste en el beta para reconocer las diferencias en las metodologías de remuneración, según datos de Ian Alexander en 'Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms'(página 29), entre una regulación de incentivos de alto poder y otra de bajo

Handwritten marks: a large '21' and a signature.

		poder para el sector de gas
Inflación local	Inf_C	Inflación en Colombia
Inflación externa	Inf_{EU}	Inflación en Estados Unidos
Costo de Deuda	r_d	Costo de la deuda
Costo del Capital Propio (<i>Equity</i>)	r_e	Cálculo del costo del capital propio
Tasa libre de riesgo	r_f	Tasa asociada con un activo libre de riesgo
Rendimiento del mercado	r_m	Tasa que muestra el rendimiento del mercado
Prima de riesgo de Mercado	$r_m - r_f$	Prima de riesgo de Mercado
Riesgo país	r_p	Tasa adicional a reconocer por riesgo país
Tasa de impuesto	τ	Tasa de impuesto de renta a cargo de los agentes
Participación de la deuda	w_d	Proporción de la deuda frente al total de activos (40%)
Participación del Capital Propio	w_e	Proporción del capital propio frente al total de activos (60%)

15.5.2 Fórmulas a utilizar

15.5.2.1 Costo de la Deuda

El costo de la deuda (r_d) se calculará como el promedio aritmético de las tasas de interés reportadas mensualmente por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera de Colombia, para el “crédito preferencial” (i.e. con tasa preferencial), expresado en dólares.

$$r_d = \left(1 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\text{tasa preferencial}_i - Inf_{C,i}}{1 + Inf_{C,i}} \right) * (1 + Inf_{EU}) - 1$$

$n = 60$ meses

La tasa obtenida a partir de los datos de la Superintendencia Financiera se ajustará teniendo en cuenta el *spread* que tienen los créditos a más largo plazo. Este *spread* se calculará como la diferencia entre el promedio de las tasas de interés para los créditos con plazos superiores a cinco años y el promedio de las tasas de interés sin

desagregarlas en plazos, según la información sobre tasas de interés reportada en la página de Internet del Banco de la República.

15.5.2.2 Costo del Capital Propio

El costo del capital propio (r_e) se calculará con la siguiente fórmula:

$$r_e = r_f + \beta_l(r_m - r_f) + r_p$$

Donde:

$$r_f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{tasa bonos USA 20 años}_i$$

$$\beta_l = \beta_u * \left(1 + \frac{w_d}{w_e} (1 - \tau) \right) \quad \text{Siendo } \tau = \text{la tasa de impuestos.}$$

$$(r_m - r_f) = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^a (r_{m,i} - r_{f,i}) \quad \text{Siendo: } a = \text{\#años desde 1926 hasta hoy}$$

$$r_p = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{Embi}_i$$

$n = 60$ meses

15.5.2.3 Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)

El Costo Promedio Ponderado de Capital ($WACC_{d.i.}$) después de impuestos se calculará con la siguiente fórmula:

$$WACC_{d.i.} = w_d r_d * (1 - \tau) + w_e r_e$$

Antes de impuestos se calculará con esta fórmula:

$$WACC_{a.i.} = w_d r_d + w_e r_e / (1 - \tau)$$

Y en términos reales se calculará con esta fórmula:

$$WACC_{real,a.i.} = (WACC_{a.i.} - Inf_{EU}) / (1 + Inf_{EU})$$

15.5.3 Fuentes y Períodos de Información

Tabla 11. Fuentes y periodos de información a utilizar

Variable	Fuente	Periodo
β_u	Morningstar (Ibbotson) SIC 4924	Mediana de los últimos cuatro trimestres
A	"Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison" (página 29) Alexander y otros, 1996	
Inf_C	DANE	Últimos 60 meses
Inf_{EU}	The Livingston Survey Federal Reserve Bank of Philadelphia. Consumer Price Index Long-Term Outlook	Encuesta más reciente publicada
r_d	Superintendencia Financiera. (Promedio de la tasas de Crédito Preferencial de los establecimientos bancarios) Banco de la República. (Tasas de Crédito Preferencial, agrupadas en plazos)	60 meses
r_j	Reserva Federal de los Estados Unidos. Bonos a 20 años.	60 meses
$r_m - r_f$	Morningstar (Ibbotson), Reserva Federal de Estados Unidos y cálculos CREG.	Desde 1926
r_p	J.P. Morgan Spread de los bonos de la República estimado con base en el EMBI plus de Colombia.	60 meses
τ	Estatuto Tributario.	Actual

Variable	Fuente	Período
	Tarifa de impuesto de renta.	

15.5.4 Resultados

De acuerdo con la metodología anterior, se tiene que el resultado del WACC real antes de impuestos para la actividad de distribución es de 14,81%.

Tabla 12. Cálculo Costo de Capital – WACC

Inflación USD =	2,50%
Tasa de Impuestos =	33,00%
Deuda =	40,00%
Capital Propio =	60,0%
Costo Real =	6,53%
Costo Nominal =	9,19%
Costo después imptos. =	6,16%
Tasa libre de riesgo =	4,07%
Beta (SIC 4924) =	0,33
Ajuste de Beta =	0,64
Prima riesgo mercado =	6,61%
Prima riesgo país =	2,29%
Beta desapalancado =	0,97
Beta apalancado =	1,40
Prima riesgo negocio =	9,28%
Costo Capital desp.imp. =	15,64%
Costo Capital antes imp. =	23,34%
WACC USD desp. imp. =	11,85%
WACC USD antes imp. =	17,68%
WACC real en Colombia antes imp. =	14,81%

Las principales diferencias entre este nuevo WACC y los anteriores radica principalmente en la variable denominada 'Ajuste del Beta', esto considerando que el utilizado en el año 2002 correspondía a 0,21 y el que se utilizaría ahora es de 0,64.

El 'Ajuste del Beta' busca corregir el valor que se obtiene de la industria de distribución de gas natural en Estados Unidos (SIC 4924) la cual se desarrolla bajo un ambiente regulatorio de bajos incentivos o 'Low powered'. Este tipo de incentivos se tienen en la actual metodología tarifaria; pues son los agentes los que proyectan la demanda a servir

en los próximos cinco años. En la propuesta regulatoria para establecer el nuevo cargo de distribución se ha propuesto un cambio a una metodología de de altos incentivos o 'high powered' al establecer como demanda a servir la del año 2010.

Los ambientes de bajos incentivos utilizan técnicas de remuneración por tasa de retorno en donde las empresas tienen asegurada una rentabilidad y no enfrentan riesgos de demanda (i.e. caídas por una recesión económica o caída de precios de los sustitutos en el caso del gas natural) y de aumentos en los costos del capital o de los AOMs.

En los ambientes de altos incentivos, como es el caso de la nueva propuesta regulatoria para la actividad de distribución de gas natural en Colombia, las empresas sí enfrentan el riesgo asociado con la demanda y con los costos del capital y de los AOMs. Así, en cada periodo tarifario el regulador determina un precio el cual sólo se revisa al siguiente periodo tarifario. Ésta técnica de regulación también se conoce como de precios techo o 'price cap' y busca generar altos incentivos a las empresas para que mejoren sus procesos productivos y obtengan mayores ganancias durante el periodo tarifario.

Ahora bien, la diferencia entre 0,21 y 0,64 simplemente obedece a la fuente de información. En el documento CREG 022 de 2002 se indicó que el 'Ajuste del Beta' se tomó a partir de un estudio del sector de las telecomunicaciones en los Estados Unidos.

Posteriormente, en los análisis que constantemente realiza la Comisión encontró en el Banco Mundial un documento (*Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison: Ian Alexander, Colin Mayer y Helen weeds*) en el que se examinaron, entre otros temas, las diferencias de los Betas en ambientes regulatorios de bajos, medios y altos incentivos para los sectores de energía eléctrica, gas natural, agua y telecomunicaciones.

En la página 29 del citado estudio aparece la siguiente tabla, la cual se ha utilizado para ajustar los Betas que la Comisión ha tomado:

Table 6.4: Average asset beta values by regulatory regime and sector

Incentives	Electricity	Gas	Energy	Water	Telecoms
High-powered	0.57	0.84	–	0.67	0.77
Intermediate	0.41	0.57	0.64	0.46	0.70
Low-powered	0.35	0.20	0.25	0.29	0.47

15.5.5 Las tasas de retorno de otras actividades reguladas por la CREG

De manera general la metodología para la estimación de las variables que componen el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por las iniciales en inglés *Weighted Average Cost of Capital*) es la misma que la CREG ha utilizado en ocasiones anteriores (e.g. transmisión de electricidad, distribución de electricidad, transporte de gas natural y transporte de gas licuado del petróleo).

De acuerdo con la metodología, dependiendo de la actividad y la técnica de regulación (de altos, medios o bajos incentivos), fundamentalmente el único parámetro que varía es el grado de sensibilidad al riesgo sistémico que enfrenta la respectiva actividad.

A continuación se muestra las tasas de las otras actividades reguladas por la CREG.

Tabla 13. Cálculos de WACC en otras actividades reguladas por la CREG

Actividad	Resolución	Año	Tasa de retorno real antes de impuestos	Tasa de retorno real después de impuestos	Metodología de remuneración
Transmisión de electricidad	CREG 83	2008	11,50%	7,71%	Ingreso Regulado
Distribución de electricidad	CREG 93	2008	13,00%	8,71%	Ingreso Regulado
			13,90%	9,31%	Precio máximo
Transporte de gas natural	CREG 126	2010	15,02%	10,06%	Cargo fijo de inversiones
			17,70%	11,86%	Cargo variable de inversiones
Transporte de GLP	CREG 122	2008	16,25%	10,89%	Precio máximo

16 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Con el fin de evaluar el rendimiento de las empresas en sus operaciones, se realizó el cálculo de indicadores financieros, particularmente índices de rentabilidad económica y financiera, como es el retorno de los activos y el retorno de la inversión (ROA y ROE) para los años 2008, 2009 y 2010, a partir de la información reportada por las empresas en el SUI.

La rentabilidad de los activos permite conocer el retorno de la empresa independientemente de cómo se hayan financiado los activos, es decir, que tan rentable es la empresa en relación con sus activos totales, mientras que el retorno de la inversión evalúa el retorno de la empresa después del pago de la deuda. De igual manera, estos indicadores permiten comparar el desempeño entre empresas similares o que desarrollan la misma actividad.

A continuación se encuentran los resultados obtenidos

Tabla 14. Indicadores ROE y ROA

EMPRESA	ROE			ROA		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
CARIBE	64%	37%	32%	9%	8%	11%
GAS NATURAL	32%	38%	43%	28%	29%	30%
CUNDIBOYACENSE	15%	18%	25%	12%	14%	15%
SURTIGAS	32%	27%	38%	8%	6%	7%
GASNACER	21%	18%	26%	16%	14%	20%
GASORIENTE	14%	16%	15%	15%	18%	13%
CUSIANA	4%	9%	22%	6%	8%	15%
EPM	8%	7%	8%	3%	3%	4%
EFIGAS	10%	21%	27%	8%	14%	17%
ALCANOS	14%	14%	14%	5%	6%	6%
LLANOGAS	11%	11%	10%	9%	8%	9%
OCCIDENTE	33%	32%	40%	17%	18%	18%
GUAJIRA	13%	17%	20%	4%	6%	8%
METROGAS	18%	17%	23%	12%	10%	15%
GDELORIENTE	11%	11%	17%	4%	5%	14%
Promedio	20%	20%	24%	10%	11%	13%
Máximo	64%	38%	43%	28%	29%	30%
Mínimo	4%	7%	8%	3%	3%	4%

17 CANASTA DE TARIFAS

17.1 Resolución CREG 011 de 2003

La metodología de remuneración actual contempla la utilización de una canasta de tarifas, la cual se aplica con base en los cargos por uso de la red de distribución aprobados por la CREG a partir de cálculos de costos medios de mediano plazo.

Los objetivos de esta canasta se resumían en:

- Lograr mayor penetración del gas
- Buscar un esquema flexible de precios.
- Considerar la elasticidad de la demanda.
- Considerar la competencia de los sustitutos.
- Acercar tarifas a los costos de prestación del servicio
- Diferencias entre el costo medio que ocasiona un pequeño consumidor y un gran consumidor al prestador del servicio.
- Evitar discriminación entre usuarios con características similares de consumo.

El esquema de Canasta de Tarifas en función del consumo genera incentivos fuertes a la penetración del gas, características positivas para el caso de mercados en expansión.

Con esta metodología, se reflejan los costos del servicio, las economías de escala y se busca acercar la tarifa al costo de atención de los volúmenes consumidos. Este esquema es flexible y le permite al distribuidor implementar vía precio estrategias comerciales que se ajustan a la disponibilidad a pagar de los usuarios.

De manera general lo que se encuentra establecido regulatoriamente para la aplicación de la canasta de tarifa es lo siguiente:

- El cargo más alto (cargo techo de la canasta de tarifas), no puede exceder en un 10% del Cargo Promedio de Distribución del Mercado Relevante de Distribución.
- El cargo más bajo (cargo piso de la canasta de tarifas), no debe ser menor al costo medio de la Red Primaria
- El Distribuidor puede definir máximo seis (6) rangos de consumo, con los cuales clasifica a sus Usuarios de acuerdo a su volumen de consumo. A cada rango se le asignará un cargo de distribución diferente. Sin embargo, los cargos serán iguales para todos los usuarios cuyo consumo esté comprendido en el mismo rango.
- El primer rango de consumo debe incluir a los usuarios con consumos más bajos y como mínimo a todos los Usuarios residenciales.
- Cada año del Período Tarifario el Distribuidor puede cambiar los rangos de consumo que aplicará a sus usuarios.
- Los cargos definidos aplicando la metodología de canasta de tarifas son cargos máximos por rango de consumo. El distribuidor podrá ofrecer cargos menores en cada rango siempre y cuando los cargos sean iguales para todos los usuarios del mismo rango.

La definición de los cargos para cada rango de consumo se hace así:

El Distribuidor establece mensualmente los distintos cargos unitarios aplicables a cada rango de consumo en forma continua descendente, con la condición de que estos cargos se determinen con base en la demanda facturada para cada rango de consumo en el trimestre anterior de la siguiente manera:

$$\frac{\sum_{j=1}^n D_{jm} Q_{j(m-3)}}{\sum_{j=1}^n Q_{j(m-3)}} \leq D_m$$

Donde:

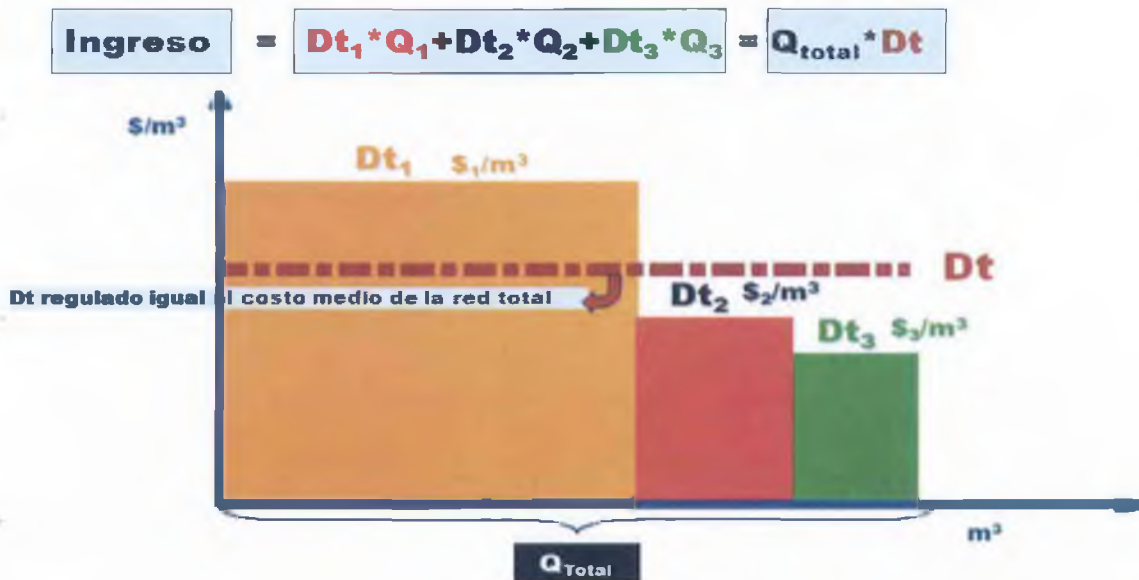
i =	rango de consumo.
m =	mes m.
Q j (m-3) =	Consumo total de los usuarios del rango j de consumo, durante el trimestre anterior al mes m.
D j m =	Cargo de distribución definido por el distribuidor aplicable en el mes m a los usuarios del rango j de consumo.
D m =	Cargo Promedio de Distribución definido por la CREG para el Mercado Relevante aplicable en el mes m.

Los cargos definidos aplicando la metodología de canasta de tarifas son cargos máximos por rango. El distribuidor podrá ofrecer cargos menores en cada rango, con las siguientes condiciones:

- i) Ser iguales para todos los usuarios del mismo rango.
- ii) Conservar una tendencia continua descendente.
- iii) Tener en cuenta lo establecido en los Artículos 34 y 98 de la Ley 142/94.
- iv) No afectar los cargos máximos definidos con la aplicación de la metodología de canasta de tarifas.

Handwritten marks and signatures in the bottom right corner of the page.

Figura 14. Canasta de tarifas Resolución CREG 011 de 2003



Es de anotar que se pueden otorgar descuentos en los cargos para el consumo del GNCV, sin la obligación de que dichos descuentos sean aplicados a los usuarios que no comercialicen GNCV. Esto por una disposición del Decreto 802 de 2004 del Ministerio de Minas y Energía y reglamentada por la Resolución CREG 018 de 2004. Esto se expidió con el propósito de promover el consumo del gas natural vehicular.

17.2 Resolución CREG 136 de 2008

La Resolución 136, indicó que la CREG adelantaría un estudio en donde se analizaría desde el punto de vista conceptual la metodología de la canasta de tarifas, los comentarios de la industria sobre la metodología, los resultados obtenidos para el sector con la aplicación de la canasta en el periodo tarifario medidos a partir evolución del sector en términos de penetración, la cobertura, el número de usuarios, tarifas, ingresos y rentabilidad para las empresas.

Así mismo, se indicó que se revisaría la respuesta de la demanda a los niveles de precio definidos, el incentivo para los usuarios industriales para mantenerse conectados a la red de distribución, realizar by-pass físico a la red de transporte o el de sustituir sus consumos por otros energéticos

De igual manera, se estudiaría el impacto para la canasta en relación con las medidas tomadas para el Gas Natural Vehicular – GNV, conforme a lo dispuesto en los Decretos 802 de 2004, por el cual se expidieron disposiciones para incentivar el consumo del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular.

Teniendo en cuenta los resultados del estudio se determinará la mejor alternativa para ajustar la canasta de tarifas que se aplica actualmente.

17.3 Comentarios de los Agentes

De acuerdo con lo planteado en las bases para el estudio de canasta de tarifas, se recibieron los siguientes comentarios:

Gas Natural S.A. ESP

“La aplicación de la canasta de tarifas tal como esté concebida en la Resolución CREG 011 de 2003, genera distorsiones en los precios para los diferentes mercados, dado que con la restricción de precio techo y piso, (para garantizar el Ingreso asociado al costo de prestación del servicio --cargo de distribución aprobado por el regulador-), el distribuidor se ve obligado a establecer precios en los diferentes segmentos de mercado que impiden reflejar los costos reales de prestación del servicio asociados a cada tipo de consumidor.

Esto sucede, principalmente, cuando el techo impuesto no refleja los costos de prestación del servicio a los usuarios residenciales, como es el caso de Colombia con la metodología vigente.

Como efecto de la restricción de precio techo se puede observar:

- *Los usuarios residenciales y pequeños comerciales pagan tarifas inferiores a los costos eficientes que le imputan sus consumos al sistema. Esto implica que sus tarifas finales son subsidiadas y que estos usuarios no perciben los costos de la demanda, incentivando la ineficiencia económica.*
- *Los mayores consumidores (mercado no regulado, principalmente), por el contrario, asumen costos superiores a los costos reales de prestación del servicio, lo cual le resta competitividad al combustible. Esto sucede porque este segmento debe cubrir los costos de la red que no son asumidos por quienes realmente los causan, o sea, los pequeños consumidores. De otorgarse tarifas menores para los segmentos de grandes consumos, el distribuidor no estaría en capacidad de obtener el precio medio aprobado por el regulador y cubrir los costos totales eficientes de la red.*

Por lo anterior, la limitación que impone el techo regulatorio del 10% afecta la competitividad en los segmentos elásticos de consumo.

Consideramos que la canasta de precios ortodoxa es, por excelencia, una metodología que incentiva la penetración porque cuando la empresa aumenta precios en los mercados inelásticos y los reduce en los segmentos elásticos genera dos efectos:

- *En primer lugar, los consumos del mercado inelástico se van a reducir menos que proporcionalmente que los aumentos en los mercados elásticos.*
- *En segundo lugar porque el aumento de consumos en los mercados elásticos le va a aumentar el ponderador para el año siguiente con lo cual se flexibiliza la restricción en el mercado inelástico. Es decir, entre más se vende en el mercado elástico más puede aumentar precios en el inelástico.*

La canasta tarifaria, en consecuencia, incentiva la fijación de precios a la Ramsey; a mayor elasticidad menor precio y viceversa. Este efecto ya ha sido ampliamente demostrado en la literatura regulatoria internacional. Por lo tanto, y por definición, la metodología tiene como efecto secundario un aumento de precios en los mercados de menores consumos.

Este tipo de metodologías, entonces, deben ser escogidas por el regulador cuando éste está dispuesto a permitir incrementos de precios en los mercados residenciales. Es decir, cuando el balance económico determina que es mejor incentivar la penetración a mercados elásticos aún con sacrificios de bienestar en los mercados de menores consumos. En todo caso cuando se aplican este tipo de metodologías, el mercado tiene un techo natural asociado, por una parte, con el tamaño del segmento elástico y su capacidad de consumo y crecimiento y, por otro lado, con la competitividad frente a los precios de los sustitutos más cercanos.

De otro lado, sobre los planteamientos del Regulador frente a la continuidad en la aplicación de la metodología de canasta de tarifas para el próximo quinquenio, desarrollados por SANIG, en el Estudio sobre "Evaluación de la Metodología de Canasta de Tarifas en la actividad de distribución de Gas Combustible", reiteramos a la CREG lo planteado por Gas Natural a través de la comunicación 10150100-010-2009, en el sentido de considerar que la propuesta de SANIG sobre de Price Cap por mercado, es acertada particularmente porque:

- *Mantiene la consistencia regulatoria*
- *Es una metodología ortodoxa ya aprobada a nivel internacional.*
- *Permite cumplir el objetivo del Regulador de proteger a los usuarios residenciales y de menores ingresos.*

De otro lado, dado que se requiere que las tarifas reflejen los costos eficientes de prestación del servicio de cada segmento del mercado; la metodología de Price Cap permite lograr este objetivo, siempre y cuando, se tenga en cuenta que:

- *El precio techo del mercado debe definirse de forma tal que se permita al distribuidor recuperar los costos eficientes de prestación para todo el mercado.*
- *Que el precio techo de mercado permita determinar una estructura tarifaria flexible para diferentes tipos de usuarios y segmentos de consumo que favorezca la competitividad del gas en los distintos segmentos del mercado.*
- *Que el Regulador defina un precio techo y se permita que cada distribuidor, dado que es quien mejor conoce su mercado, establezca los vectores de precio que le permitan competir eficientemente en los diferentes mercados y acorde con el nivel de consumo de los diferentes tipos de usuarios.*
- *El esquema regulatorio que se adopte le debe permitir a los agentes distribuidores la discriminación de la demanda por rangos por volumen o categorías de consumo, de tal forma que defina libremente precios diferenciales por volumen de consumo a fin de que las tarifas reflejen los costos de prestación de cada perfil de consumidor.*

Así mismo, es oportuno que el Regulador permita rangos especiales para consumidores de uso intensivo, particularmente en el segmento industrial.

Una metodología de precio techo por segmento de consumo no representaría mayor impacto en materia de precios a los usuarios residenciales de menores ingresos, en tanto que representaría beneficios para las empresas distribuidoras, dado que ante potenciales reducciones de demanda, los impactos sobre la estructura de ingresos de la distribuidora serán inferiores frente a la aplicación de una metodología de canasta de tarifas, en donde, la obligación de rebalanceo mensual de la canasta señala la necesidad de ajustar el cálculo del cargo de distribución para garantizar la restricción del Cargo Medio de distribución aprobado.

Finalmente, Insistimos en la necesidad de que el Regulador, para la definición de la metodología que adopte en el próximo quinquenio, tenga en cuenta que la competitividad del gas natural no solo está asociada al Cargo de Distribución sino que está en función de la tarifa final, la cual recoge por ejemplo, la tendencia al alza de los precios de suministro en condiciones de escasez de oferta.

En este sentido, Gas Natural ve con preocupación que todo el esfuerzo que haga el regulador en la definición de cargos eficientes de distribución se diluya con la asignación de costes no diferenciales de suministro y transporte a todos los mercados, sobre todo bajo la aplicación del esquema de comercialización de gas definido por el MME y reglamentado por la CREG, que no permite la generación de incentivos para retener y crecer en los segmentos elásticos de consumo.

Es por eso que solicitamos a la CREG, permita a los agentes productores comercializadores y distribuidores comercializadores, estructurar esquemas contractuales que permitan asignar costos diferenciales de suministro entre segmentos inelásticos (costos más altos) y elásticos de altos consumos (costos más bajos) de tal manera que se puedan generar incentivos, siempre que se cumplan en promedio las condiciones básicas de contratación de las subastas.

Por lo anterior, consideramos la regulación debe estar orientada a revisar de manera Integral la estructura de precios de la cadena del gas natural, y para el caso de la actividad de distribución, el esquema tarifario que defina el Regulador deberá permitirle establecer libremente los vectores de precios para garantizar la competitividad del gas natural en los diferentes mercados”.

Naturgas

“En este tema y en relación con el estudio llevado a cabo por la firma SAING SERVICIOS nuevamente presentamos de forma resumida las recomendaciones del sector:

- *Reiteramos la conveniencia de aplicar los lineamientos propuestos por la consultoría mencionada: a) Permitir mayor desagregación de la demanda por rangos por volumen o categorías de consumo. b) Libre fijación de número de rangos por parte de las empresas y e) Permitir rangos especiales para consumidores de uso intensivo tales como la demanda Petroquímica, GNVC, Generación Térmica e Industriales.*

- *Justificamos nuevamente la inconveniencia de fijar el Costo Marginal como referente para determinar los cargos techo y piso que puede ser adecuado desde el punto de vista teórico, no obstante, es de difícil implementación debido a que:*
 - (i) *el nivel de desagregación de la información disponible no es suficiente para garantizar la precisión requerida para su cálculo,*
 - (ii) *la propuesta implica un aumento de costos operativos para las empresas, y de regulación, control y vigilancia para las entidades competentes,*
 - (iii) *la volatilidad de los sustitutos, que son los referentes para determinar el excedente del consumidor (por tanto los cargos techo), somete a las empresas distribuidoras a mayores riesgos en sus ingresos.*

En el escenario de adoptar algunos planteamientos de la propuesta, sugerimos:

- (i) la definición del precio techo debe considerar que la competitividad del gas natural en cada uno de los mercados que el distribuidor atiende, depende de la tarifa al usuario final, la cual involucra los componentes de Gm (Producción) y Tm (Transporte), que en la actualidad para algunos mercados como el del interior del país se ven afectados por la coyuntura de escasez en la oferta comercializable en firme.*
- (ii) los rangos especiales no necesariamente se deberían definir por la naturaleza de su consumo. En caso de acoger esta propuesta se sugiere que estos rangos especiales sean definidos por las empresas de distribución, según su estructura de mercado, tipo de clientes y presencia de sustitutos en cada segmento”.*

17.4 Respuesta a los comentarios de los agentes

La metodología de canasta de tarifas ha mostrado sus ventajas en los resultados del periodo tarifario que concluye, tal como se analizan en el numeral 17.5 y 17.6 de este documento y como se evidenció en el desarrollo del estudio de Canasta de tarifas desarrollado por la firma SANIG SERVICIOS.

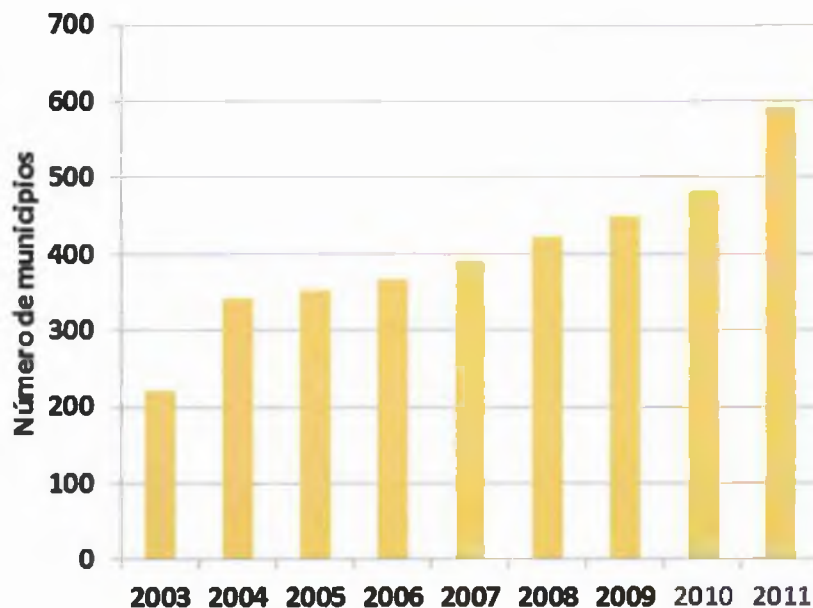
El cambio a una metodología de Price Cap en donde el regulador establezca un cargo techo global y el distribuidor con base en el defina el vector de precios para cada segmento del mercado, no se ha contemplado y dada la experiencia de la Resolución CREG 057 de 1996, en donde las empresas podían dar un tratamiento diferencial a usuarios con las mismas características de consumo se consideraría un retroceso frente a los avances dados en la Resolución CREG 011 de 2003. De igual manera, si al introducir una metodología de Price cap, se elimina el balanceo del ingreso medio que actualmente permite la estructuración de la canasta, implicaría al regulador un riesgo de asignación cuando lo fije, pues podría permitir a las empresas apropiarse de rentas importantes y cobren cargos más elevados que los costos reales del servicio a los segmentos de demanda inelástica ya conectados y para quienes los costos de conexión al sistema ya constituyen inversiones hundidas y no entran en las decisiones de sustitución.

Puede ser cierto que el techo impuesto actualmente por la metodología de canasta de tarifas no esté reflejando en todos los mercados los verdaderos costos que impone cada tipo de usuario a la red y las posibilidades de sustitución de los usuarios de mayor consumo y es por ello que más adelante se hace un análisis detallado sobre estos aspectos y se establece una alternativa acorde con las características de cada usuario que brinda suficiente flexibilidad a las empresas para competir con los combustibles alternativos.

17.5 Resultados del periodo tarifario que concluye

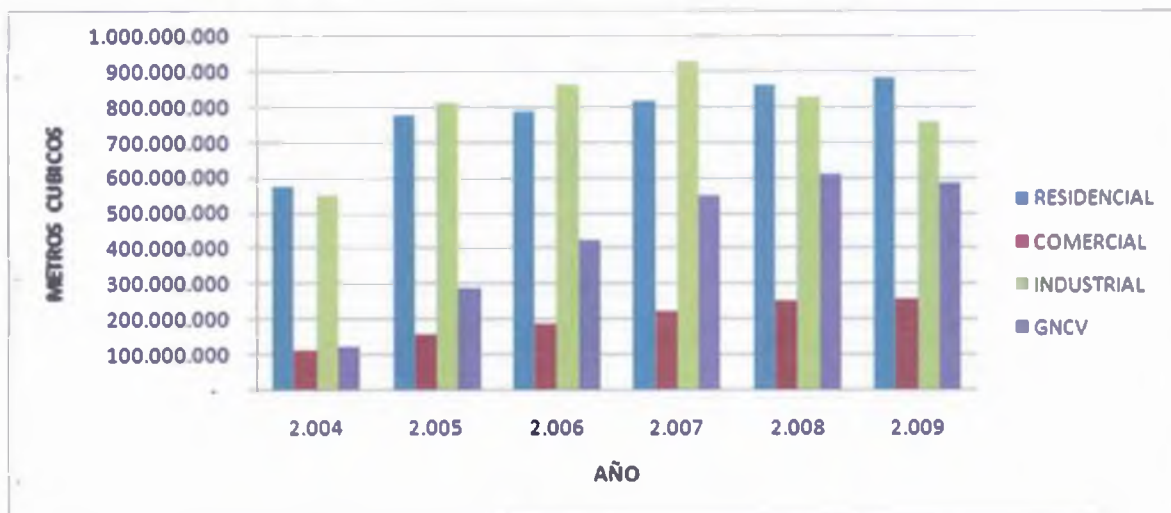
Es importante resaltar los resultados del periodo tarifario que culmina en donde se han presentado avances en relación con crecimiento de la demanda, aumento nivel de cobertura, crecimiento en el número de usuarios, el crecimiento de la demanda y de número de usuarios tal y como se muestra a continuación.

Gráfica 13. Número de municipios con servicio



Fuente: CREG

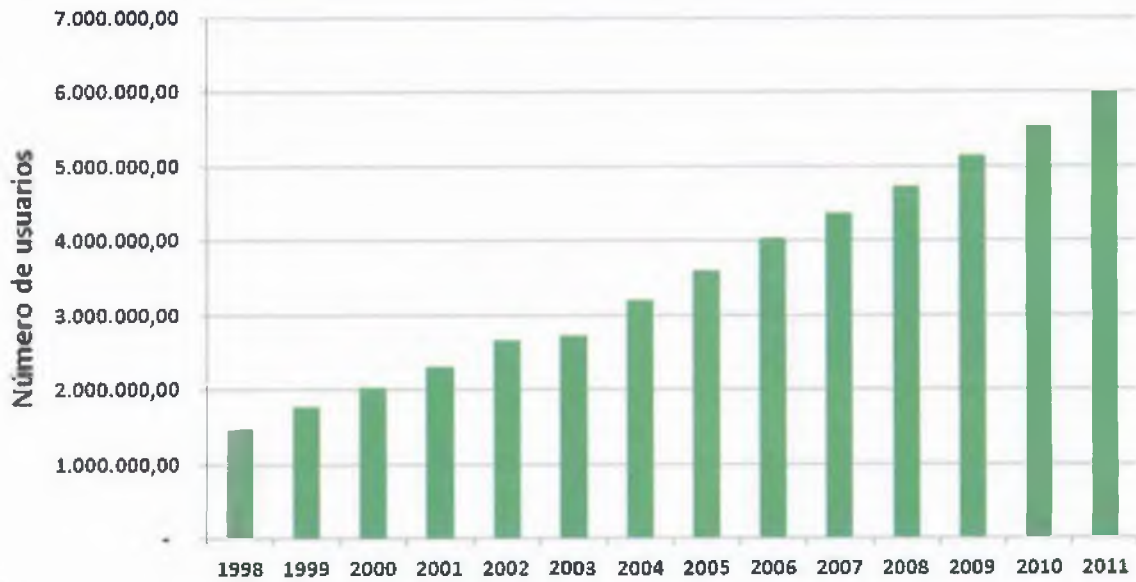
Gráfica 14. Volumen de gas



Fuente: CREG

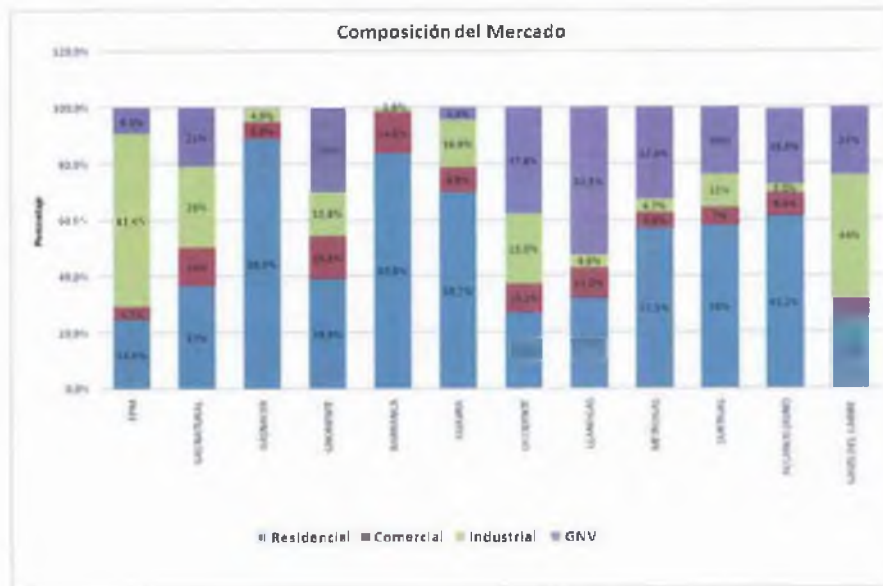
Handwritten marks and signatures.

Gráfica 15. Número de usuarios conectados



Fuente: SUI

Gráfica 16. Composición del mercado por empresa distribuidora



Fuente: CREG

Resumen de Rangos de Consumo y Descuentos otorgados en los años 2008, 2009 y 2010.

Tabla 15. Descuentos otorgados rangos de consumo

AÑO	EMPRESA	MERCADO	D1	D2	D3	D4	D5	D6
2008	ALCANOS	Huila-Tolima - Cundinamarca	9%	-5%	-10%	-22%	0%	0%
	EPM	Antioquia	10%	-11%	-13%	-26%	-49%	-52%
	GAS NATURAL	Bogotá - Centro Cundinamarca	10%	5%	-14%	-27%	-28%	-29%
	GAS NATURAL DEL ORIENTE	Santander - Sur de Bolívar	10%	10%	6%	-14%	-16%	-16%
	GASES DE LA GUAJIRA	Guajira	3%	-7%	-7%	-9%	0%	0%
	GASES DE OCCIDENTE	Cali	10%	4%	-52%	-58%	-70%	-73%
	GASES DEL CARIBE	Atlántico- Magdalena - Cesar	75%	49%	-19%	-47%	-77%	-83%
	SURTIGAS	Bolívar- Sucre - Córdoba	10%	-5%	-9%	-13%	-21%	-39%
2009	ALCANOS	Huila-Tolima - Cundinamarca	10%	-4%	-9%	-21%	0%	0%
	EPM	Antioquia	10%	-9%	-11%	-25%	-48%	-51%
	GAS NATURAL	Bogotá - Centro Cundinamarca	10%	3%	-19%	-25%	-26%	-27%
	GAS NATURAL DEL ORIENTE	Santander - Sur de Bolívar	10%	9%	5%	-16%	-16%	-16%
	GASES DE LA GUAJIRA	Guajira	3%	-11%	-12%	-15%	0%	0%
	GASES DE OCCIDENTE	Cali	10%	4%	-35%	-47%	-61%	-70%
	GASES DEL CARIBE	Atlántico- Magdalena - Cesar	75%	54%	-33%	-58%	-80%	-83%
	SURTIGAS	Bolívar- Sucre - Córdoba	10%	-7%	-11%	-15%	-23%	-42%
2010	ALCANOS	Huila-Tolima - Cundinamarca	10%	-4%	-10%	-21%	0%	0%
	EPM	Antioquia	10%	-6%	-9%	-23%	-46%	-50%
	GAS NATURAL	Bogotá - Centro Cundinamarca	10%	-4%	-11%	-28%	-31%	-36%
	GAS NATURAL DEL ORIENTE	Santander - Sur de Bolívar	10%	8%	3%	-17%	-17%	-18%
	GASES DE LA GUAJIRA	Guajira	4%	-13%	-14%	-17%	0%	0%
	GASES DE OCCIDENTE	Cali	10%	4%	-44%	-53%	-64%	-75%
	GASES DEL CARIBE	Atlántico- Magdalena - Cesar	75%	50%	-36%	-57%	-79%	-83%
	SURTIGAS	Bolívar- Sucre - Córdoba	10%	-11%	-15%	-18%	-26%	-42%

Fuente: SUI

17.6 Estudio de Canasta de Tarifas realizado por SANIG Servicios

La Comisión contrató con la firma SANIG Servicios el estudio “*Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería*”.

En desarrollo del estudio, el consultor realizó una revisión de los antecedentes con los cuales la Comisión se fundamentó para establecer la metodología de canasta de tarifas. Así mismo, analizó desde el punto de vista conceptual, teórico, práctico y de diseño la aplicación de la canasta, revisó experiencia internacional, realizó un diagnóstico sobre los resultados del sector, analizó en la totalidad de los mercados la aplicación de la canasta y finalmente propuso algunas alternativas de mejora o modificación.

17.6.1 Conclusiones aspectos conceptuales de la metodología

En resumen la consultoría estableció como conclusiones, a favor de la metodología tarifaria de canasta, las siguientes¹⁶:

“La canasta de tarifas aplicada por la CREG, está entre las regulaciones más avanzadas aplicadas en los países con aplicación de regulación abierta y leve, Lighthanded regulation.

¹⁶ 2008- SANIG SERVICIOS CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN –“CONSULTORIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CANASTA DE TARIFAS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA –INFORME I”

Estos esquemas privilegian la flexibilidad e incentivan la eficiencia en los costos, al estar orientada a reflejar en los cargos tarifarios los costos derivados de la aplicación del servicio en cada segmento.

Esta regulación, de canasta de tarifas es una regulación de precio máximo, diseñada para incluir el concepto de tarifas Ramsey que incorporan eficiencia económica y racionalidad en el servicio, reflejando las preferencias de los usuarios y las condiciones de competencia de los energéticos

En la mayoría de los casos internacionales estudiados, la regulación aplicada en distribución de gas es por price cap o revenue cap, con unos pocos casos de aplicación de regulación por tasa de retorno. Solo los más avanzados en temas regulatorios y de mercado, utilizan libertad de precios, con control de incrementos con la posibilidad de aplicar canasta de tarifas.”

Como inconvenientes, el consultor llamó la atención sobre los siguientes aspectos:

“... en la aplicación de la metodología de canasta de tarifas se incluyeron restricciones adicionales...que pueden estar causando algunas distorsiones en la aplicación y en los resultados respecto a los objetivos planteados.

Se puede adelantar que el techo, no necesariamente permite balancear la ecuación de ingresos esperados, y que depende de la estructura de mercado, generando tarifas asimétricas entre grupos de usuarios en diferentes zonas del país.

Este techo puede estar actuando arbitrariamente no solo afectando el price cap, sino como un criterio adicional de revenue cap, no consecuente.

En cuanto al piso, este es válido conceptualmente, pero puede ajustarse con criterios económicos y de eficiencia, dependiendo de los rangos, y en algunos casos puede que no sea estrictamente necesario”.

17.6.2 Conclusiones del diagnóstico realizado a los datos de las empresas

En relación con el diagnóstico realizado con la información suministrada por las empresas, las principales conclusiones fueron¹⁷:

- *En términos de resultados, la metodología de canasta de tarifas parece estar relacionada y claramente es simultánea, a un gran desarrollo sectorial en la mayoría de las empresas, mostrando resultados importantes en penetración, en las variables estudiadas, durante los años 2004 a 2008.*
- *Los límites de los cargos por rangos son muy amplios y la diferenciación es marcada, especialmente en los rangos iniciales, el rango 1 y el rango 2.*

¹⁷ 2008- SANIG SERVICIOS CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN –*CONSULTORIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CANASTA DE TARIFAS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA –INFORME II”

- *la mayoría de empresas, 18 de las 24 empresas que reportaron la información, no utilizan el total de rangos disponibles. La utilización de rangos dentro de las opciones disponibles es variado, y se puede concluir que para la mayoría de empresas fue suficiente. Sin embargo, dados los límites de rangos, en especial de los rangos 5 y 6, puede también observarse que para algunas empresas, estos no parecen ser suficientes.*
- *Muchas empresas aplicaron un solo rango, de alguna manera renunciando a la posibilidad de equilibrar ingresos, aplicando tarifas diferenciales por Rango.*
- *Muchas empresas utilizaron menores rangos que los disponibles, de tal manera que es dado concluir que la flexibilidad operó en adecuadas condiciones, sin restringir sus posibilidades comerciales y de mercado.*
- *En estos casos, y aún teniendo definidos más rangos, las empresas se sintieron en la libertad de bajar tarifas, aun renunciando a la posibilidad teórica de obtener mayores ingresos respecto a las tarifas aprobadas. Esa seguridad puede suponerse es dada por estrategias de mercado, y por que dada la aprobación de un cargo piso mínimo, se tenía una autorización expresa para esto.*
- *Se puede concluir de manera general que las empresas con un mercado amplio, fueron quienes aplicaron extensamente la canasta de tarifas y su flexibilización.*
- *Respecto a las preguntas de estrategia:*
 - *En general se puede concluir que las empresas se concentraron en definir el primer rango incluyendo los usuarios residenciales como era exigido. En general, las empresas no dan muchos criterios de selección de los demás rangos.*
 - *Sin embargo se ha manifestado la consideración del criterio de neutralidad, el tipo de actividad económica y el análisis del comportamiento histórico de la demanda. Alguna empresa analizó los promedios mínimos y máximos, y las economías de escala.*
 - *Algunas declaran haber considerado como criterio principal los precios de los sustitutos y los cargos finales de aplicación, de acuerdo a la elasticidad y a los sustitutos.*
- *En general, la mayoría de empresas manifiesta que los usuarios no presentaron comportamientos estratégicos para adaptarse a rangos de consumo diferentes.*
- *Solo dos empresas importantes, reportaron el caso de demanda potencial que no se integró a la red de distribución, o que se cambió, haciendo una conexión directa a la red de transporte. De estas dos empresas, reportaron 13 casos de usuario industriales importantes y estaciones de GNV.*
- *El elemento que parece ser el más importante en los criterios a tener en cuenta en la fijación de tarifas de los rangos con usuarios industriales es la sustitución, especialmente respecto al carbón. Siete empresas reportaron pérdida de usuarios por sustitución, y dos empresas más reportaron usuarios potenciales usando carbón y leña que no se cambian al uso de gas combustible”.*

77

44

17.6.3 Alternativas propuestas por el Consultor

De acuerdo con lo anterior el Consultor propuso como alternativas para mejora de la metodología de canasta de tarifas, las siguientes¹⁸:

17.6.3.1 Una Primera Alternativa denominada – Canasta de tarifas modificada basada en rangos

Esta alternativa está basada en la situación actual con mejoras en la definición del tiempo de balance, quita la limitación de la cantidad de rangos, promueve la creación de rangos especiales, revisa la definición de cargo piso y techo, y propone criterios de diseño para los pequeños consumidores en base a la valoración del ingreso.

En esta alternativa como en la siguiente, el consultor sugiere continuar con el concepto de la libre fijación de tarifas por parte de la empresa, acotando esta libertad en la valoración social como criterio de diseño en los segmentos con consumo residencial o comercial pequeño por parte del regulador. Así mismo, recomienda, para el periodo de fijación de tarifas, utilizar un período de balanceo de un año para que de este modo, se eliminen los problemas de estacionalidad y se reduzca con mayor efectividad la variabilidad.

En relación con la desagregación de la demanda, recomienda que se utilice el esquema de rangos y se dé un tratamiento especial a algunos mercados de interés tales como petroquímicas, GNV, centrales eléctricas, cogeneración, industria siderúrgica. Para estos rangos especiales, sugiere que se les aplique el mismo tratamiento que los otros rangos en cuanto a la operativa de la canasta de tarifas.

Sobre la fijación del número de rangos por parte de la empresa, el consultor aconseja dejar libertad para que el distribuidor escoja el número de rangos, con el propósito de permitir una correcta diferenciación entre algunos tipos de cliente. Se considera que esta liberación no generaría en principio una gran cantidad de bloques y en cambio la empresa si podrá discriminar a sus clientes dando una señal consistente a ellos, debido a que si postula muchos bloques, corre el riesgo de enviar una señal confusa de precio, además de aumentar la complejidad de sus sistemas y prácticas de facturación.

Con respecto a la fijación del cargo piso, la propuesta del estudio de SANIG, recomienda que el cargo piso cubra al menos los costos que se originan marginalmente por la variación de demanda de cada rango en particular. Esto teniendo en cuenta que un cargo mínimo igual o superior al costo marginal garantiza que este cargo cobrará al menos el costo que el usuario de este rango genera y evitando un posible subsidio a los clientes ubicados en los últimos rangos de consumo.

Por esta razón, el consultor propone para esta y las dos siguientes alternativas la fijación de un cargo mínimo igual al costo marginal en cada bloque. Este criterio conduce a la solución conocida como "first best" o mejor opción porque en ella no existe ninguna pérdida de bienestar social y asegura que ningún bloque esté siendo subsidiado.

Para el límite superior o cargo techo el estudio aconseja tener en cuenta cómo se beneficia el cliente de cada rango por el uso del gas natural y para ello propone utilizar un

¹⁸ 2008-2009- SANIG SERVICIOS CONSULTORES EN ENERGÍA Y REGULACIÓN –"CONSULTORIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CANASTA DE TARIFAS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA –INFORME III y IV"

porcentaje de la captura del excedente del consumidor de cada rango, por encima de su costo marginal.

Este porcentaje sugiere que sea definido por el Regulador con base a la valoración del alternativo en cada rango.

Con el establecimiento del cargo techo de esta manera, el límite superior cubre los costos marginales y se evita el problema de que el techo no sea suficientemente alto para rangos bajo de consumo.

En el informe correspondiente el consultor, cita la metodología para establecer los valores de costo marginal y excedente del consumidor, así como para la valoración social del ingreso.

17.6.3.2 Una Segunda Alternativa – Canasta de tarifas modificada basada en categorías

Esta es una variante a la primera alternativa que incluye la sustitución de los rangos de consumo por categorías tarifarias orientadas a tipo de uso. Para este caso igual que el anterior, el consultor sugiere continuar con el concepto de la libre fijación de tarifas por parte de la empresa y utilizar un período de balanceo de un año.

En relación con la desagregación de la demanda, desarrolla una modificación más profunda moviéndose a un esquema de categorías de consumo que agrupen clientes de naturaleza de consumo similar o por uso final del energético con esto permite a la distribuidora agrupar sus clientes dependiendo del uso del energético o uso final del alternativo. Para ello sugiere principalmente que los usuarios se clasifiquen en:

- **Residencial o Doméstico:** Consumos domiciliarios destinados al calentamiento de agua, cocina y calefacción. En algunos excepcionales casos también se utiliza para el calentamiento de piscinas y aire acondicionado.
- **Comercial:** Consumo de locales comerciales principalmente para calefacción y acondicionamiento de aire. También puede utilizarse para el desarrollo de algunas actividades comerciales que lo requieran, por ejemplo panaderías, lavaderos automáticos de ropa, restaurantes, etc.
- **Industrial:** Consumo de energético para los procesos industriales.

A estas categorías, se le suman los sectores de: Cogeneración, Petroquímico, Siderúrgico, GNVC y Generación de energía eléctrica.

El consultor considera que la desagregación de la demanda en categorías permite un cálculo más preciso del costo marginal y la identificación más certera del alternativo, evita errores de inclusión y facilita la implementación de criterios de valoración social.

Para la definición del Cargo Piso, como en la anterior alternativa, se propone la fijación de un cargo mínimo igual al costo marginal en cada bloque.

En relación con el cargo techo el estudio aconseja igual que para la alternativa anterior, tener en cuenta como se beneficia el cliente de cada rango por el uso del gas natural y para ello propone utilizar un porcentaje de la captura del excedente del consumidor de cada rango, por encima de su costo marginal.

En el informe tres el consultor, cita una metodología para establecer los valores de costo marginal y excedente del consumidor, así como para la valoración social del ingreso.

17.6.3.3 Una Tercera alternativa – Price Cap con Tarifas en dos partes.

Esta alternativa según el consultor, reemplaza el tipo de regulación mixto de *revenue cap* medio por un esquema puro de *Price cap*, que postula una tarifa constante durante un periodo tarifario de 4 o 5 años. Este esquema también propone categorías por tipo de consumo, redefine el piso y el techo y propone criterios de diseño para pequeños consumidores en base a la valoración social del ingreso.

En este caso la tarifa se fijaría libremente al comienzo de cada período tarifario y se mantiene constante durante todo el período, también se incorporaría el criterio de valoración social para la definición de tarifas para los pequeños consumidores.

La desagregación de la demanda sería consistente con la propuesta en la segunda alternativa es decir un esquema de categorías de consumo que agrupen clientes de naturaleza de consumo similar o por uso final del energético.

17.6.4 Análisis de ventajas y desventajas de las alternativas dadas por el consultor

Al considerar las recomendaciones formuladas por el Consultor, se realizó un análisis de las ventajas y desventajas en su aplicación, encontrándose lo siguiente:

17.6.5 Canasta de tarifas modificada basada en rangos

Tabla 16. Ventajas y Desventajas Alternativa 1

CARACTERISTICAS	CANASTA DE TARIFAS MODIFICADA BASADA EN RANGOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Fijación de tarifas por parte de las empresas	Las empresas fijan sus tarifas libremente para cada rango de consumo entre el techo y piso	Permite flexibilidad a los distribuidores para manejar las tarifas a los usuarios de acuerdo con las condiciones de cada mercado	
Periodo de fijación de las tarifas	Rebalanceo mensual en base de los consumos de los últimos 12 meses	Mayor estabilidad para el usuario	<ul style="list-style-type: none"> • No permite corregir inmediatamente los cargos en relación con las variaciones de la demanda, evitando recuperarlos. • Menor flexibilidad para competir con los sustitutos en los

Handwritten marks and scribbles in the bottom right corner.

CARACTERISTICAS	CANASTA DE TARIFAS MODIFICADA BASADA EN RANGOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
			rangos de alto consumo.
Definición de rangos	por volumen de consumo y rangos especiales de consumo	<ul style="list-style-type: none"> • El uso de rangos permite una estabilidad regulatoria • Rangos especiales permite la penetración en sectores en crecimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • No refleja directamente el costo de prestación del servicio por el uso de la red de cada tipo de usuario. • Los rangos especiales pueden distorsionar la asignación de los cargos para mantener la igualdad en el ingreso.
Definición del número de rangos	libres	Flexibilidad para el distribuidor para manejar los cargos de acuerdo con la composición del mercado.	Se pueden presentar problemas de neutralidad para los usuarios con características similares
Definición de un cargo techo	costo marginal + captura regulada del máximo excedente del consumidor	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener el cargo techo protege a los usuarios inelásticos de incrementos sustanciales en el cargo de distribución y de un subsidio por parte de estos a los usuarios de mayores consumos • La metodología propuesta para determinar el cargo techo considera la valoración del usuario por el energético y la disponibilidad a pagar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implica una restricción para las empresas en relación con los descuentos a los usuarios elásticos. • En la práctica existe dificultad para desagregar la información por empresa para la determinación del costo marginal. • El valor del excedente del consumidor puede variar de acuerdo con la volatilidad en los sustitutos. • Dificultad para valor el porcentaje de captura del excedente del

22

10

CARACTERISTICAS	CANASTA DE TARIFAS MODIFICADA BASADA EN RANGOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
			consumidor para el sector residencial.
Definición del cargo piso	Costo marginal corregido	No se daría una condición de subsidio cruzado ya que todos los usuarios estarían pagando al menos el costo que le origina a la red.	<ul style="list-style-type: none"> • En la práctica existe dificultad para desagregar la información por empresa para la determinación del costo marginal. • Las empresas no realizan sus inversiones a medida que se van conectando los usuarios sino a través de proyecciones de conexiones y demanda.
Criterios de diseño para los segmentos residencial y comercial	Valoración social del ingreso establecido por el regulador		<ul style="list-style-type: none"> • Se incorporan criterios de redistribución de ingresos que están incluidos por Ley.

17.6.6 Canasta de tarifas modificada basada en categorías

Tabla 17. Ventajas y Desventajas Alternativa 2

CARACTERISTICAS	CANASTA DE TARIFAS MODIFICADA BASADA EN CATEGORIAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Fijación de tarifas por parte de las empresas	Las empresas fijan sus tarifas libremente para cada rango de consumo entre el techo y piso	Permite flexibilidad a los distribuidores para manejar las tarifas a los usuarios de acuerdo con las condiciones de cada mercado	
Periodo de fijación de las tarifas	Rebalanceo mensual en base de los consumos de	Mayor estabilidad para el usuario	<ul style="list-style-type: none"> • No permite corregir inmediatamente los cargos en relación con las variaciones de la

CARACTERISTICAS	CANASTA DE TARIFAS MODIFICADA BASADA EN CATEGORIAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	los últimos 12 meses		<p>demanda, evitando recuperarlos.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Menor flexibilidad para competir con los sustitutos en los rangos de alto consumo.
Definición de rangos	Por tipos de consumo	<p>Permite una identificación más certera del alternativo por tipo de usuario.</p> <p>Facilita el cálculo del costo marginal.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • No refleja las economías de escala asociadas al nivel de consumo • No refleja directamente el costo de prestación del servicio por el uso de la red. • Dificultad para clasificar a los usuarios. • El consumo por tipo de usuario no es homogéneo entre los diferentes mercados relevantes en el país.
Cantidad de rangos	Limitado a los tipos de usuario		<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden presentar problemas de neutralidad para los usuarios con características similares. • Menor flexibilidad para otorgar descuentos y mantener la competitividad del gas natural.
Definición de un cargo techo	costo marginal + captura regulada del máximo excedente del consumidor	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener el cargo techo protege a los usuarios inelásticos de incrementos sustanciales en el cargo de distribución y de un subsidio por parte de estos a los 	<ul style="list-style-type: none"> • Implica una restricción para las empresas en relación con los descuentos a los usuarios elásticos. • En la práctica existe dificultad para desagregar la

22

150

CARACTERISTICAS	CANASTA DE TARIFAS MODIFICADA BASADA EN CATEGORIAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
		<p>usuarios de mayores consumos</p> <ul style="list-style-type: none"> • La metodología propuesta para determinar el cargo techo considera la valoración del usuario por el energético y la disponibilidad a pagar. 	<p>información por empresa para la determinación del costo marginal.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El valor del excedente del consumidor puede variar de acuerdo con la volatilidad en los sustitutos. • Dificultad para valor el porcentaje de captura del excedente del consumidor para el sector residencial.
Definición del cargo piso	Costo marginal corregido	No se daría una condición de subsidio cruzado ya que todos los usuarios estarían pagando al menos el costo que le origina a la red.	<ul style="list-style-type: none"> • En la práctica existe dificultad para desagregar la información por empresa para la determinación del costo marginal. • Las empresas no realizan sus inversiones a medida que se van conectando los usuarios sino a través de proyecciones de conexiones y demanda.
Criterios de diseño para los segmentos residencial y comercial	Valoración social del ingreso establecido por el regulador		<ul style="list-style-type: none"> • Se incorporan criterios de redistribución de ingresos que están incluidos por Ley

22

44

17.6.7 Price Cap con tarifas en dos partes

Tabla 18. Ventajas y Desventajas Alternativa 3

CARACTERISTICAS	PRICE CAP CON TARIFAS EN DOS PARTES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Fijación de tarifas por parte de las empresas	<p>El cargo techo se fija en cada revisión para todo el periodo tarifario.</p> <p>La empresa puede variar la tarifa libremente mientras no supere el techo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Protege a los usuarios residenciales de incrementos por encima del cargo techo. • Con el Price cap se tiene mayor incentivo para que el distribuidor conecte usuarios con bajo consumo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los usuarios pueden verse afectados por variaciones constantes de la tarifa. • Intervención regulatoria excesiva para los usuarios de grandes consumos. • Riesgo de limitar la flexibilidad requerida para mantener la competitividad del gas natural con los sustitutos.
Periodo de fijación de las tarifas	Se fija el techo cada cinco años	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivo a las empresas de reducir costos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las tarifas pueden variar constantemente.
Definición de rangos	por tipos de consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Al tener rango por tipo de consumo se facilita el cálculo del costo marginal. 	<ul style="list-style-type: none"> • No refleja las economías de escala asociadas al nivel de consumo • No refleja directamente el costo de prestación del servicio por el uso de la red. • Puede haber dificultad para clasificar a los usuarios.
Cantidad de rangos	Limitado a los tipos de usuario	<ul style="list-style-type: none"> • Se evita que haya rangos por un solo usuario. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden presentar problemas de neutralidad para los usuarios con

24

46

CARACTERISTICAS	PRICE CAP CON TARIFAS EN DOS PARTES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
			características similares.
Definición de un cargo techo	costo marginal + captura regulada del máximo excedente del consumidor	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener el cargo techo protege a los usuarios inelásticos de incrementos sustanciales en el cargo de distribución y de un subsidio por parte de estos a los usuarios de mayores consumos • La metodología propuesta para determinar el cargo techo considera la valoración del usuario dl energético y la disponibilidad a pagar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implica una restricción para las empresas en relación con los descuentos a los usuarios elásticos. • En la práctica existe dificultad para desagregar la información por tipo de usuarios para la determinación del costo marginal. • El valor del excedente del consumidor puede variar de acuerdo con la volatilidad en los sustitutos. • Dificultad para valor el porcentaje de captura del excedente del consumidor para el sector residencial.
Definición del cargo piso	Costo marginal corregido	No se daría una condición de subsidio cruzado ya que todos los usuarios estarían pagando al menos el costo que le origina a la red.	<ul style="list-style-type: none"> • En la práctica existe dificultad para desagregar la información por tipo de usuario para la determinación del costo marginal. • Las empresas no realizan sus inversiones a medida que se van conectando los usuarios sino a través de proyecciones de conexiones y demanda.

21

140

CARACTERISTICAS	PRICE CAP CON TARIFAS EN DOS PARTES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Criterios de diseño para los segmentos residencial y comercial	Valoración social del ingreso establecido por el regulador		<ul style="list-style-type: none"> Se incorporan criterios de redistribución de ingresos que están incluidos por Ley

17.7 Objetivos principales de la modificación de la canasta de tarifas

La Comisión considera como principales objetivos de la modificación de la canasta de tarifas los siguientes: (i) Que la canasta permita reflejar de forma más adecuada la elasticidad de los diferentes sectores de la demanda, (ii) eliminar la señal de que existen subsidios cruzados entre los usuarios de menor consumo a los de mayor consumo y los cuales reciben descuentos, (iii) evitar que se produzca el bypass de redes entre distribución y transporte y entre las redes secundarias y primarias de distribución. Esto teniendo en cuenta que aunque cada usuario debería pagar sus costos reales y de acuerdo a la infraestructura que usa para recibir el servicio, una aplica estrictamente esta premisa, puede llevar a que haya una migración de los usuarios industriales y que están conectados a la red de menores diámetros se trasladen a la de mayores diámetros de tubería y que reflejan menores costos.

17.8 Análisis

Los resultados del periodo tarifario han demostrado claramente que los objetivos propuestos inicialmente para la implementación de la metodología de canasta de tarifas se han logrado en relación con la mejor asignación de costos, incentivar la penetración, crecer en cobertura y reflejar costos.

Así mismo, es de indicar que si no se hubiera implementado esta metodología de canasta, el cobro de un cargo promedio de distribución único para todos los usuarios difícilmente hubiera permitido reflejar una asignación de costos eficiente entre los diferentes tipos de usuario y hubiera limitado la competitividad de este servicio.

De acuerdo con los comentarios de los agentes, los análisis realizados por la Comisión, el estudio del consultor SANIG, es evidente la necesidad de revisar para el próximo periodo tarifario entre otros temas lo referente al cargo techo, cargo piso, los rangos especiales y el número de rangos de la canasta de tarifas. Así como la aplicación de esta canasta para todos los tipos de usuarios.

Para llegar a la alternativa que se propone en este documento, se realizaron análisis en relación con: (i) Concepto económico de la canasta de tarifas, (ii) comportamiento de la demanda ante cambios en las tarifas del gas, (iii) el gas natural frente a los sustitutos, (iv) Análisis de los diferentes elementos de la canasta de tarifas y (v) Costos por Tipo de usuarios según el uso de la infraestructura.

17.8.1 Análisis Concepto Económico de la Canasta de Tarifas.

Como lo indica el estudio de SANIG, el enfoque de Canasta de Tarifas para determinar un precio máximo permite el ajuste de los precios aunque estos estén regulados, sujetos a que se cumpla el límite de que los precios promedio ponderados de la canasta de precios no excedan el máximo fijado.

Esta es una aproximación regulatoria de mayor flexibilidad en la definición de cargos, incorpora el criterio de Ramsey, y se ajusta a la eficiencia económica, impulsando a que los usuarios acomoden sus preferencias según el precio, llevando a una ganancia en eficiencia neta total.

A continuación, se presentan las características, puntos a favor y las desventajas del esquema de canasta de tarifas:

Características:

- Da como resultado de su aplicación, ingresos volátiles, porque estos varían de acuerdo a los volúmenes asignados en los rangos.
- La volatilidad en tarifas es menor que en un ingreso máximo, pero esta volatilidad depende de la relación entre las tarifas y los costos que las soportan.
- Puede generar errores de proyecciones a lo largo del periodo tarifario.
- Genera una ventana para maximizar los ingresos determinando precios altos si se espera un alto crecimiento de la demanda.
- Brinda certeza en los precios promedio en el periodo regulatorio.
- Brinda flexibilidad en los cargos y permite re-balancear los cargos.

Los puntos a favor son:

- Brinda fuertes incentivos para mejorar la eficiencia
- Genera flexibilidad a las empresas, a quienes se les permite fijar tarifas según su criterio de mercado.
- Se incentiva la posibilidad de adoptar estrategias de precio más eficientes, enfocadas en los clientes.
- Si los precios de la canasta reflejan los costos marginales de los usuarios, los ingresos se ajustan a los costos en la medida que la demanda cambia; limitando de esta manera el riesgo financiero de las empresas y la incertidumbre de las proyecciones.
- En aplicación de este esquema, se beneficia el uso racional de servicios escasos como el agua o pudiera ser el gas.
- Este sistema puede ser aplicado para re-balancear tarifas, que por cualquier motivo hayan estado históricamente distorsionadas, y que no reflejen los costos que los usuarios causan en la red, no reflejen los verdaderos costos de las pérdidas o la falta de medición en algunos casos.

Las desventajas son:

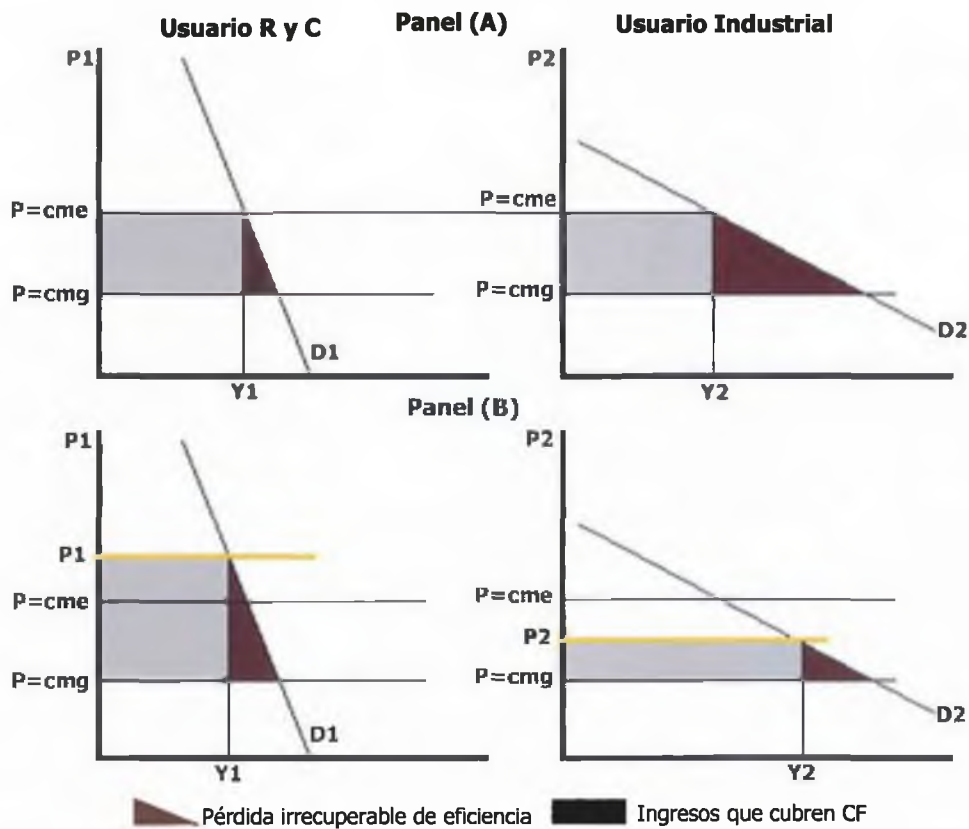
- Puede requerirse re-balancear las tarifas en la canasta, y puede ser necesario incluir límites de control adicional.
- Como en cualquier método de control de precios, debe controlarse la calidad, y debe definirse la actualización de precios y el ajuste por productividad.

- Cambiar o eliminar demanda de grandes usuarios de alguna de las tarifas de la canasta, crea que se incrementen los precios de los usuarios de la misma, aunque esto refleje los verdaderos costos.

Para demostrar como el criterio de Ramsey permite una ganancia en la eficiencia neta total debido a la minimización de la pérdida irrecuperable de eficiencia en el mercado y al mismo tiempo satisface la restricción de ingreso total es igual a costo total, a continuación desarrollamos una explicación intuitiva de su aplicación.

En la Figura 15 se encuentran dos paneles (a) y (b), en estos se encuentran dos mercados, cada uno presenta una función de demanda para cada tipo de usuario (residencial y comercial e industrial), para el análisis se supone la misma estructura de costos para ambos mercados que atiende la firma.

Figura 15. Análisis precios Ramsey



Fuente: Elaboración CREG, con base en Chapter 23: Optimal Policies for Natural Monopolies. Handbook of Industrial Organization. Vol. II.

En el panel (a), se establece el mismo precio igual al costo medio para ambos mercados, en este tipo de industria (monopolio natural) se deben establecer precios por encima del costo marginal con el fin de que la empresa recupere los costos fijos en que incurre para prestar el servicio, el área gris en cada mercado representa parte de los ingresos que percibe la empresa y que ayudan a recuperar los costos fijos en los que ésta incurre.

Handwritten mark resembling the number 72.

Al fijar precios por encima del costo marginal se incurre en una pérdida de eficiencia representada por el triángulo rojo en el gráfico. El panel (a) evidencia que el mercado en donde se encuentra el usuario industrial y tiene una demanda elástica presenta una pérdida de eficiencia mucho mayor que los usuarios residenciales y comerciales que presentan una demanda inelástica, la suma de los triángulos es la medida en dinero de la ineficiencia económica total generada por fijar un mismo precio a dos tipos de demanda diferentes.

Con el fin de reducir la pérdida irrecuperable de eficiencia se plantea la pregunta de si existe otro conjunto de precios que cumpla con la restricción de que los costos totales son iguales a los ingresos totales y logre minimizar la pérdida irrecuperable de eficiencia presentada. La regla de la elasticidad inversa (Regla de Ramsey) sugiere que se podría establecer un conjunto de precios que lleven a una solución factible, teniendo en cuenta que de acuerdo a la regla de elasticidad inversa se deben establecer precios mayores a los usuarios que presenten una demanda inelástica y menores precios a aquellos con demandas elásticas.

En el panel (b) del gráfico se fija un precio mayor al usuario residencial y comercial respecto al que tenía originalmente en el panel (a) y para el usuario industrial se fija un precio menor al inicial. De acuerdo con la nueva estructura de precios, se puede apreciar que la suma de las áreas grises de cada mercado permiten recuperar los costos fijos en los que incurre la firma, con este conjunto de precios la firma recupera sus costos fijos y si se observa que la suma de la pérdida irrecuperable de eficiencia (triángulos rojos) es menor a la pérdida ocasionada en el panel (a). Por lo tanto, en este caso el bienestar social es mayor cuando se aplican tarifas diferenciadas comparadas con una situación de precios únicos en ambos mercados.

Debe considerarse que la base conceptual que soporta esta regulación es que incentive la penetración en el mercado ya que los precios se ajustarían hacia arriba en mercados con demandas inelásticas y se bajarían en mercados con demandas elásticas. Si las elasticidades tienen una relación adecuada, el volumen logrado en los mercados elásticos será mayor que la reducción del volumen en el mercado inelástico, de tal manera que en el neto se logra una mayor demanda total. Si esto es así, cada año el mercado elástico incrementará y el peso ponderado de este será mayor, logrando cada vez más una mayor flexibilidad que impulsaría la demanda.

Este esquema depende de las relaciones de las elasticidades ponderadas por la demanda y tiene el efecto de que incrementa cada vez más el precio al mercado inelástico, que es el residencial.

Esto no debería causar mayor problema, si se está dispuesto a que las tarifas reflejen los costos causados por cada tipo o rango de usuarios y no el costo total del servicio. Este efecto tiene implicaciones en la eficiencia económica del servicio, e impacta la distribución de la riqueza entre los usuarios por rango. Por esto se debe cuidar de que no se llegue a la situación en que se termine subsidiando a los usuarios industriales y comerciales por parte de los usuarios residenciales.

17.8.2 Comportamiento de la demanda ante cambios en los precios en el periodo tarifario.

Con el fin evaluar el comportamiento de la demanda de gas natural en los diferentes rangos de consumo, se realizó una estimación de la elasticidad precio de la demanda¹⁹ para cada uno de los rangos de consumo aplicados en la metodología de la canasta de tarifas definida en la Resolución 011 de 2003²⁰.

Para evaluar los determinantes de la demanda y analizar el comportamiento del consumo ante los cambios en las tarifas de gas y de los combustibles sustitutos, se utilizaron modelos lineales de regresión para diez mercados relevantes con información mensual, en el período comprendido entre febrero de 2005 y abril de 2010²¹. Los ejercicios se realizaron a partir de la información reportada por las empresas de distribución a través de las circulares CREG 089 de 2008 y 048 de 2010, el Sistema Único de Información (SUI) y del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas (DANE).

Para encontrar la elasticidad precio de la demanda, se parte de un problema de elección del consumidor, en el cual, los consumidores asignan parte de su ingreso al consumo de gas natural entre diferentes bienes y/o servicios buscando obtener el mayor grado de satisfacción sobre el gasto total realizado. El problema parte de la maximización de la utilidad del consumidor, en el análisis se asume que el consumidor conoce el conjunto y orden de preferencias, también se asume que el orden de preferencias se encuentran representadas por una función de utilidad y que el consumidor siempre realizará la mejor elección entre todas las posibles alternativas.

De acuerdo con la teoría del consumidor, un aumento en el consumo de un bien o servicio manteniendo constante el consumo de otros bienes o servicios, incrementa su nivel de satisfacción pero la utilidad marginal²² va a disminuir a medida que la cantidad consumida aumenta. La máxima utilidad alcanzable, dados los precios y el ingreso, se alcanza cuando la tasa a la que el consumidor está dispuesto a intercambien sus bienes (Relación marginal de sustitución) es igual a la tasa a la que puede intercambiarlos (Tasa económica de sustitución). El problema de elección del consumidor, en términos matemáticos se muestra a continuación:

Se considera que la función de utilidad se representa de la siguiente forma:

$$u_i = U(X_1, X_2, \dots, X_n)$$

El consumidor tiene una restricción presupuestal:

$$I = P_1X_1 + P_2X_2 + \dots + P_nX_n$$

Para la maximización de la utilidad del consumidor respecto a su restricción presupuestal se realiza un proceso de optimización a través del método de lagrange:

$$L = U(X_1, X_2, \dots, X_n) - \lambda(I - (P_1X_1 + P_2X_2 + \dots + P_nX_n))$$

¹⁹ La elasticidad precio de la demanda mide el grado en que la cantidad demandada responde a las variaciones del precio de mercado.

²⁰ Las estimaciones se realizaron en el programa Stata Versión 11.

²¹ Los mercados relevantes son: Antioquia, Atlántico-Magdalena-Cesar, Bogotá-Centro Cundinamarca, Bolívar-Sucre-Córdoba, Floridablanca, Santander-Sur Bolívar, Huila-Tolima-Cundinamarca, Meta-Cundinamarca Sur, Cali y Guajira.

²² La utilidad marginal es la utilidad adicional que le genera al individuo consumir una unidad adicional de un determinado bien o servicio.

xl

#

Se realizan las derivadas parciales de L con respecto a $X_1 + X_2 + \dots + X_n$ y λ se igualan a cero, se obtienen $n + 1$ ecuaciones representando las condiciones necesarias para un máximo interior:

$$\begin{aligned} \partial L / \partial X_1 &= \partial U / \partial X_1 - \lambda P_1 = 0; \\ \partial L / \partial X_2 &= \partial U / \partial X_2 - \lambda P_2 = 0 \dots \\ \partial L / \partial X_n &= \partial U / \partial X_n - \lambda P_n = 0 \\ \partial L / \partial \lambda &= I - P_1 X_1 + P_2 X_2 + \dots + P_n X_n = 0 \end{aligned}$$

De las derivadas anteriores, obtenemos $\frac{(\partial U / \partial X_1)}{\partial U / \partial X_2} = \frac{P_1}{P_2}$ o $RMS = \frac{P_1}{P_2}$

Resolviendo las ecuaciones anteriores, se obtienen las funciones de demanda respecto al precio e ingreso de cada uno de los bienes y/o servicios:

$$\begin{aligned} X_1^* &= d_1(P_1, P_2, \dots, P_n, I); \\ X_2^* &= d_2(P_1, P_2, \dots, P_n, I) \dots \\ X_n^* &= d_n(P_1, P_2, \dots, P_n, I) \end{aligned}$$

En este análisis se representa la demanda de gas natural considerando el precio de gas natural que perciben los usuarios finales, el precio de bienes catalogados como energéticos sustitutos y el ingreso de los consumidores²³. Se tiene en cuenta una forma funcional log-normal, como se presenta a continuación:

$$\log X_{it} = \beta_i + \beta_1 \log PGN_{it} + \beta_2 \log PEA_{it} + \beta_3 \log I_{it} + u_{it} \quad (5)$$

Donde i corresponde al mercado relevante y t al tiempo, X_{it} es la cantidad demandada de gas natural por usuario en MBTU, PGN_{it} es costo unitario de prestación del servicio de gas natural (\$/MBTU), PEA_{it} es el precio de los energéticos alternativos, I_{it} es el ingreso per cápita real y u_{it} es el término de error que se compone de un efecto individual (efecto fijo o efecto aleatorio) y el término de perturbación clásico²⁴.

$$u_{it} = \mu_i + \varepsilon_{it}$$

La demanda se estimó con un modelo de datos panel, debido a que combina información de varios periodos de tiempo para cada individuo (en este caso mercados relevantes), lo que permite analizar la dinámica de un conjunto de datos con una mayor precisión en la estimación, además de considerar la heterogeneidad no observable de los individuos.

A partir de la ecuación (5) se estimaron seis modelos, uno para cada rango de consumo y se eligieron las siguientes variables:

- *Costo unitario del gas natural (\$/MBTU)*: Se espera que este coeficiente sea negativo dado que la curva de demanda tiene una pendiente negativa. De igual

²³ La especificación del modelo sigue la literatura empírica de la demanda de gas y electricidad, principalmente en el empleo del consumo como proxy de la demanda, esto considerando que el gas se encuentra disponible en cualquier momento sin restricciones a un precio dado y por lo tanto los datos de consumo reflejarían los cambios en la demanda.

²⁴ Para el modelo de efectos aleatorios, la variable aleatoria cambia para cada individuo, mientras que para el modelo de efectos fijos es un número fijo. Para la selección del tipo de modelo se realiza el test de Hausman, el cual evalúa la correlación entre el efecto individual y las variables explicativas (Hsiao, 2003).

22

44

manera, se espera que la elasticidad precio de la demanda para usuarios de bajos consumos sea inelástica y elástica para usuarios de altos consumos.

- *Tarifa media del gas licuado de petróleo (\$/MBTU)*: El coeficiente de estos dos bienes permite evaluar el comportamiento de la demanda del gas natural ante las variaciones en los precios de otros bienes con características similares a las del gas natural, ya que el gas licuado de petróleo es calificado como el energético alternativo al gas natural, se espera que el coeficiente tenga signo positivo, lo cual indica que ante un aumento en el precio del energético alternativo aumenta la demanda del gas natural.
- Ingreso per cápita real: Se aproxima al ingreso de cada uno de los usuarios del servicio, dado que el gas natural se considera un bien normal, aumentos en el ingreso permiten a los usuarios tener una mayor capacidad de pago y por lo tanto un mayor consumo de gas natural.

Para obtener indicadores consistentes, se realizaron pruebas de hipótesis como la prueba tipo F, prueba Breush-Pagan, prueba de Hausman y pruebas de heterocedasticidad y autocorrelación. De acuerdo con las pruebas realizadas, se encontró que las variables presentaban problemas de heterocedasticidad y autocorrelación serial, para corregir estos problemas, se estimó un panel de datos con Mínimos Cuadrados Generalizados (FGLS)²⁵.

De las estimaciones realizadas, no fue posible encontrar un modelo significativo para los rangos de consumo 4, 5 y 6, esto debido a la escasa información para estos rangos debido a que en la mayoría de los mercados no se aplican los seis rangos de consumo, lo cual disminuye la muestra considerablemente, además, no hay información disponible de las tarifas finales de gas natural cobradas a los usuarios de alto consumo y que se encuentran clasificados en estos rangos de consumo. Para la estimación de la elasticidad precio cruzada de la demanda²⁶, también se consideró el precio del fuel oil. No obstante, esta variable no resultó significativa.

Ahora bien, para los rangos de consumo 1, 2 y 3 se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 19. Resultados del análisis de elasticidad

Variable Dependiente: Log consumo por usuario			
RESULTADOS POR RANGOS DE CONSUMO			
Variables	Primero	Segundo	Tercero
Log precio gas natural	-0.0428*** (0.008)	-0.7415*** (0.041)	-1.4193*** (0.130)
Log precio gas licuado de petróleo t-1	0.0020*** (0.001)	0.0452*** (0.005)	

²⁵ La estimación de modelos lineales generales por mínimos cuadrados generalizados factibles (FGLS), con o sin efectos fijos, se basa en un proceso de estimación de dos etapas: primero el modelo es estimado por mínimos cuadrados ordinarios con efectos fijos o efectos aleatorios, luego sus residuales se utilizan para estimar una matriz de error de covarianzas para ser utilizada en un análisis de GLS, esto permite que la estructura de la covarianza del error dentro de cada grupo de observaciones no tenga restricciones y sea por lo tanto robusta contra cualquier tipo de heterocedasticidad intragrupo y correlación serial.

²⁶ La elasticidad precio cruzada de la demanda muestra la variaciones en la cantidad demandada de un bien ante las variaciones de los precios de los bienes relacionados con él, si la elasticidad es positiva se considera que los bienes son *sustitutos*, mientras que si es negativa los bienes son *complementarios*.

22

10

Log PIB per cápita	0.0045*** (0.002)	0.7134*** (0.009)	0.8365*** (0.056)
Constante	0.2787*** (0.084)	9.4069*** (0.384)	5.4341*** (1.667)
Número de Observaciones	558	558	558

Errores estándares entre paréntesis

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

De los resultados se puede apreciar que todos los coeficientes presentaron los signos esperados y son significativos al 99%. El caso del coeficiente del precio del gas natural, se puede ver que para el primer rango de consumo un aumento de 1% en el precio del gas natural disminuye la cantidad demandada de este bien en 0.04%, mientras que para el tercer rango de consumo, un aumento en el precio del gas natural disminuye la cantidad demandada en 1.41%, la demanda de gas natural para el primer y segundo rango de consumo es inelástica dado que el valor del coeficiente es menor a 1, mientras que la demanda de gas natural en el tercer rango de consumo es elástica pues su coeficiente es mayor a 1.

El precio del gas licuado de petróleo presentó el signo esperado y de acuerdo con este resultado estos dos bienes son sustitutos, sin embargo el grado de sustitución en el primer rango de consumo es muy bajo, esto se puede explicar por las limitaciones técnicas y económicas que tienen los usuarios residenciales, debido a los costos de conversión en que deben incurrir los usuarios para cambiarse a uno u otro energético, los cuales en varios casos no se ven compensados por la disminución en el precio del bien en relación con las inversiones a realizar.

En relación con el ingreso per cápita real, se obtuvieron los resultados esperados la elasticidad aumenta entre mayor sea el consumo, este se cataloga como un bien necesario debido a que la elasticidad ingreso de la demanda²⁷ es menor a 1.

De acuerdo con el análisis de la elasticidad precio de la demanda de gas natural, se observa que la demanda de los usuarios residenciales incluidos en el primer rango de consumo, es muy inelástica a los cambios en los precios del gas natural y GLP. Para que exista una disminución representativa de la cantidad demandada por gas natural en los usuarios del primer rango debe haber un incremento significativo en la tarifa final.

17.8.3 El gas natural frente a sus sustitutos

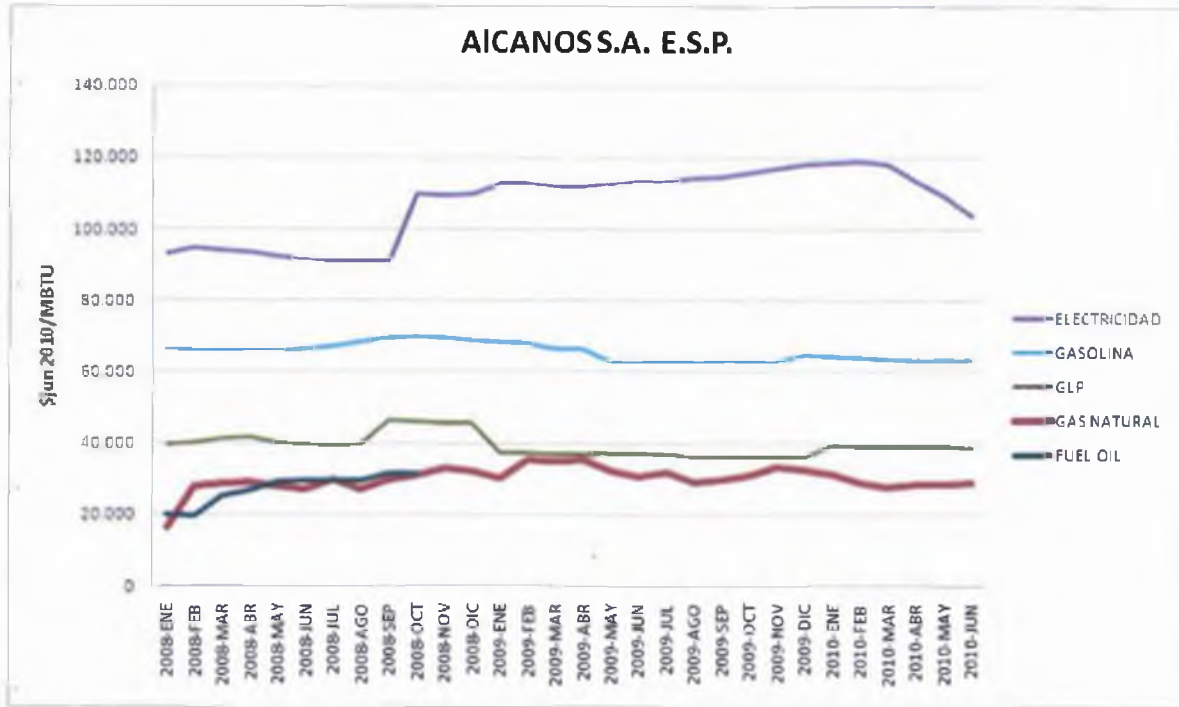
Para evaluar la competitividad del gas natural frente a energéticos alternativos, se realizó una comparación entre este combustible y el fuel oil, diesel, carbón, gasolina, crudo, electricidad y GLP. A continuación se muestra el comportamiento que han tenido estos energéticos durante una serie de tiempo comprendido entre enero de 2008 hasta junio de 2010 y para las empresas que atienden en los principales mercados relevantes del país. Esta información ha sido suministrada por las empresas en respuesta a la circular 048 de 2010:

²⁷ La elasticidad ingreso de la demanda mide la respuesta de la demanda ante los cambios en el ingreso.

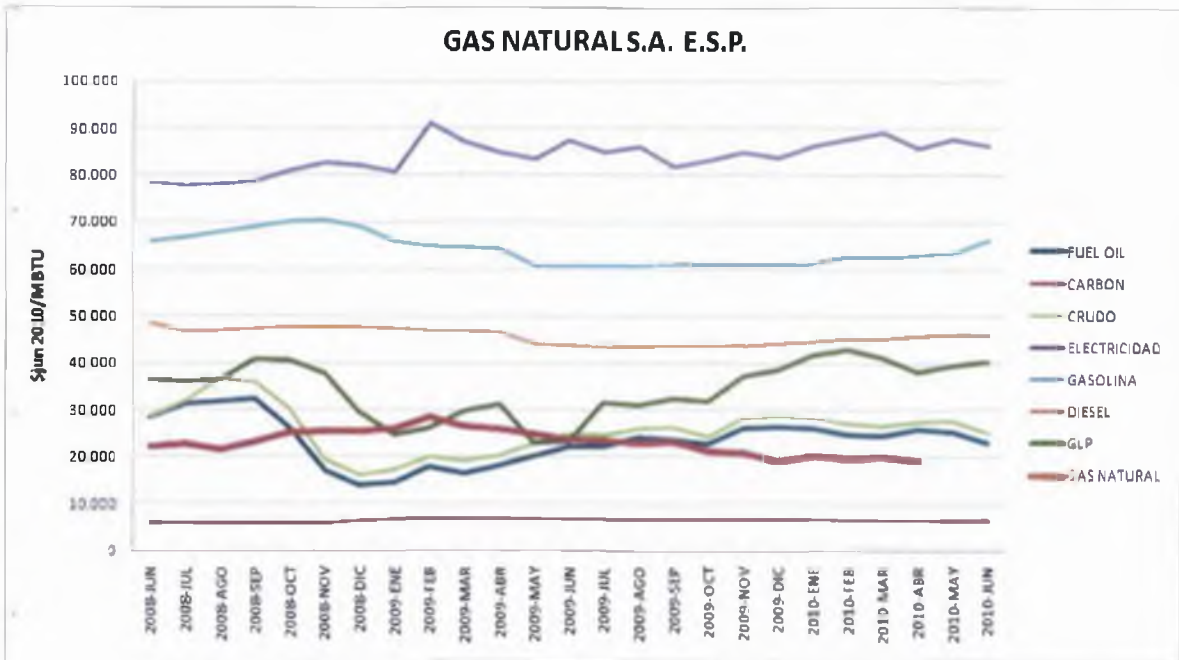
26

140

Gráfica 17. ALCANOS S.A. E.S.P



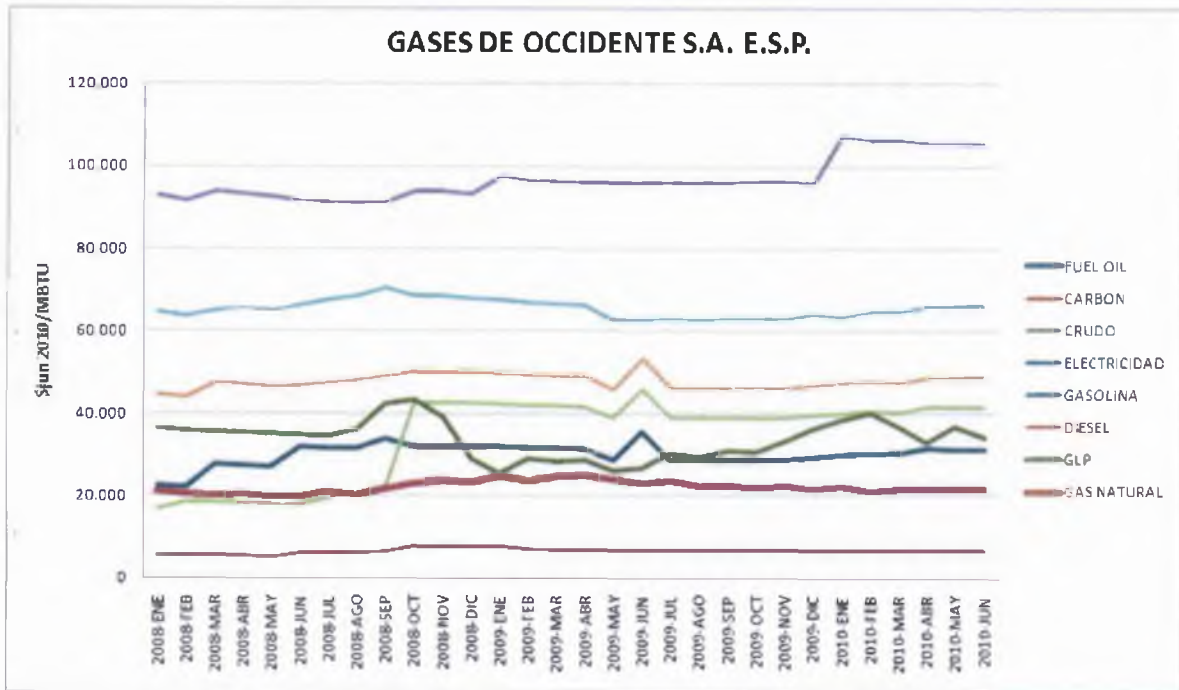
Gráfica 18. GAS NATURAL S.A. E.S.P



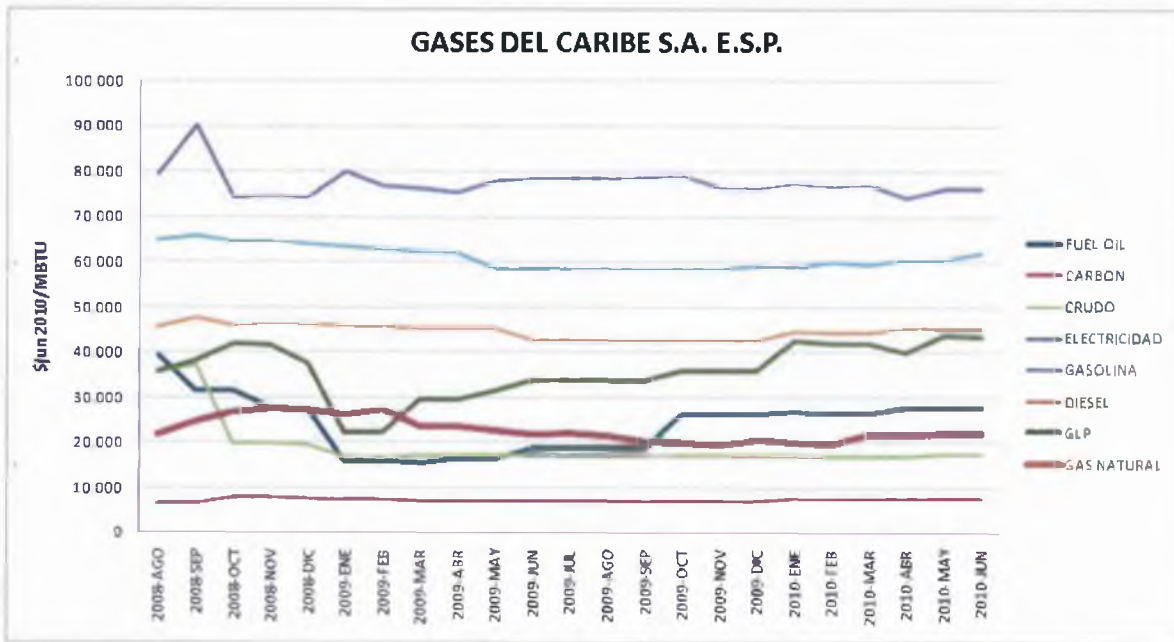
RL

151

Gráfica 19. GASES DE OCCIDENTE

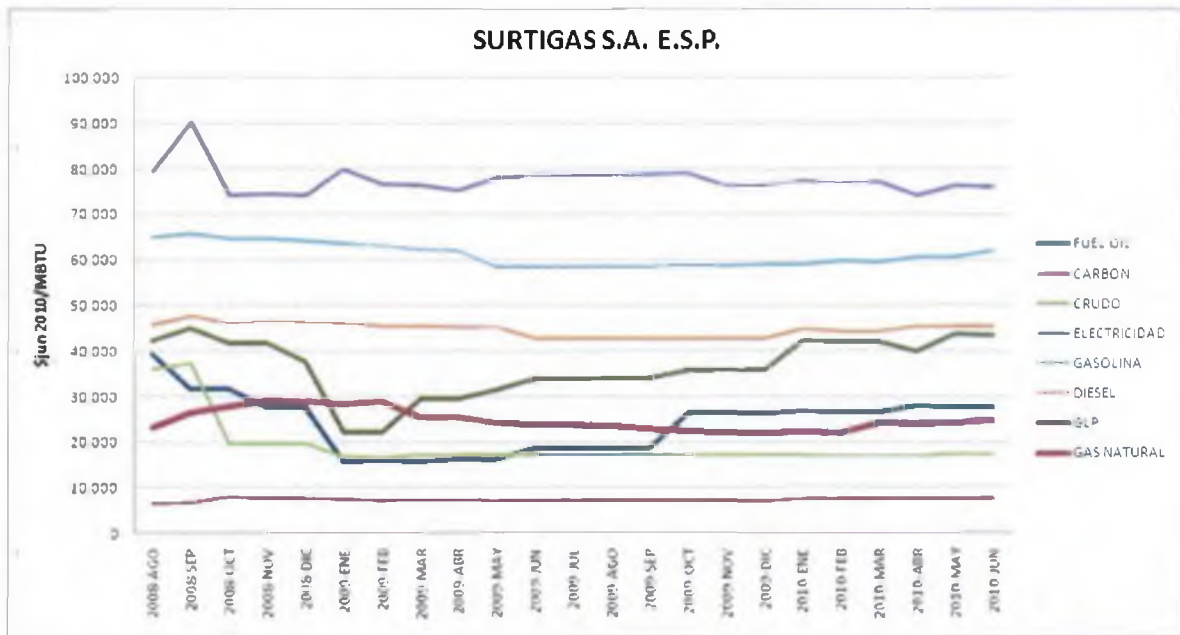


Gráfica 20. GASES DEL CARIBE



Handwritten mark

Gráfica 21. SURTIGAS



De acuerdo con lo anterior se observa que para estas empresas, en la serie de tiempo analizado, el precio de carbón ha estado por debajo del precio del gas natural, esto implica que así no se cobrara por la red de distribución a los usuarios posibles de hacer esta sustitución, su mejor alternativa seguiría siendo el carbón como la opción más económica.

Ahora bien, los precios del GLP según la información utilizada ha estado por encima en el orden del 30 ó 40% del precio del gas natural, sin embargo este precio ha estado por debajo. El precio del fuel oil ha sido muy volátil durante la serie de tiempo analizado y en promedio ha estado alrededor de un 8% por encima del gas natural. No obstante, hay periodos en que su precio es mucho menor.

Otros energéticos como la gasolina y el diesel han estado muy por encima del valor del gas natural, lo cual indica que el GNV sigue siendo muy competitivo frente a estos energéticos en el sector del transporte.

Por lo tanto, un descuento en el precio del gas natural puede hacer este combustible más atractivo para los usuarios con capacidad de sustitución.

17.8.4 Análisis de los diferentes elementos de la canasta de tarifas

17.8.4.1 Cargo Techo

El informe de SANIG advierte que la definición del límite superior para el primer rango que incluye los usuarios residenciales, definido como un 10% sobre la tarifa media del mercado y el límite inferior como el valor de los costos inversión, y de operación,

Handwritten mark

Handwritten mark

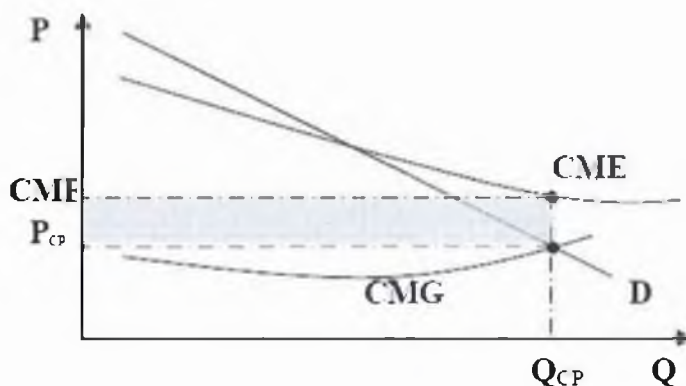
mantenimiento y administración de la red principal o de alta presión²⁸, puede llevar a que no se cubran los costos marginales de distribución de cada uno de los rangos.

Esto puede darse si a un rango se le cobra el mínimo consignado y éste no cubre sus costos marginales entonces se estaría subsidiando a este rango, ya que el déficit de ingreso a cubrir de la diferencia entre los costos marginales y el mínimo estaría siendo cubierto por los otros rangos.

Así mismo, manifiesta que la definición del mínimo debe ser igual o superior al costo marginal de distribución de cada rango, cuyo cálculo dependerá de las instalaciones de red necesarias para atender al cliente medio de cada segmento.

En un monopolio natural que opera con economías de escala, el costo medio de producción se reduce a medida que aumenta la producción. Por la relación existente entre los costos medios y marginales [Coase, 1946]²⁹, en este caso, el costo marginal se encuentra siempre por debajo del costo unitario.

Figura 16. Precios basados en el costo medio y marginal en un monopolio con economías de escala



Fuente: Informe I, Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

En esta situación, la imposición de un precio igual al costo marginal (PCP) conduciría a producir la cantidad Q_{CP} , es decir, la cantidad correspondiente a un mercado competitivo. Sin embargo, el beneficio de la empresa sería negativo, porque la función de costo marginal se encuentra por debajo de la de costo medio. En la figura 1.1 la pérdida está representada por el área sombreada, que es el monto en el que el costo medio excede al costo marginal multiplicado por el número de unidades producidas.

El distribuidor no puede sostener indefinidamente esta situación de pérdida descrita, por lo que debe considerarse alguna solución.

²⁸ Resolución N° 11 de 2003 (12 de Febrero de 2003)

²⁹ [Coase, 1946] R.H. Coase. The Marginal Cost Controversy, *Economica*, New Series, Vol 13, No 51 (Aug. 1946), pp 169-182, 1946

Handwritten marks: A large handwritten 'X' or checkmark is present in the bottom right corner of the page.

Respecto al límite superior en el primer rango de consumo, el consultor argumenta que dicho valor es una protección para los usuarios de bajos ingresos y altos costos, sin embargo, si este valor es insuficiente puede generar una pérdida de eficiencia en el cargo promedio.

Además, los usuarios realizan un análisis de conveniencia de adquirir el servicio de distribución de gas natural; para este análisis consideran la opción de usar alternativos en lugar del gas natural o incluso ajustar su calidad de vida en el caso que este servicio tenga un alto impacto en su economía.

Si un usuario no paga un costo mayor que el de la mejor oportunidad alternativa, no se considera que el mismo esté subsidiando a otros, los cuales siempre estarán pagando como mínimo un cargo igual o mayor al costo marginal de largo plazo.

De acuerdo con lo anterior, la Comisión analizó el comportamiento de la canasta de tarifas mensual a partir del año 2007 para los principales mercados relevantes del país³⁰.

Unas posibles alternativas para la fijación del Cargo Techo pueden ser considerando el precio del sustituto del sector inelástico o el sustituto del sector elástico

Para realizar los análisis de cada una de estas alternativas, se hizo un ejercicio con la información suministrada por las empresas mediante la Circular CREG 048 de 2010. Es de anotar que este es un simple análisis, debido a que para efectos de evaluación y simplificación toda la inversión se valoró a los precios de la Resolución CREG 011 de 2003, sin considerar los costos reconocidos en anteriores periodos tarifarios, tal y como lo establece la metodología.

En primera instancia se estimó el costo promedio de acuerdo con la información suministrada por las empresas en la Circular CREG 048 de 2010, en relación con el inventario de activos referidos a las unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2003 y construidos hasta diciembre de 2009.

De acuerdo con esta información se estableció un valor de inversión base, la cual se anualizó con una tasa de descuento del 16,06%.

Se consideró como demanda la demanda real reportada por las empresas en la misma circular y por tipo de usuario para el año 2009.

El costo medio de distribución se determinó como la relación entre el valor de la inversión base y la demanda real, tal y como está propuesto en el numeral 7 de este documento.

En este ejercicio no se incluye la componente del cargo correspondiente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.

³⁰ La información para la realización de estos análisis se solicitó a las empresas distribuidoras por medio de las circulares CREG 089 de 2008 y 048 de 2010.

Tabla 20. Cálculo del costo medio en el ejercicio (Cifras a diciembre de 2009)

EMPRESA	CAE TOTAL	DEMANDA TOTAL 2009	Cme
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	14.831.684.949	50.366.660	294,47
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	39.250.632.148	319.299.576	122,93
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	11.528.984.907	106.151.877	108,61
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	146.712.270.104	1.066.832.485	137,52
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	2.752.776.735	15.900.929	179,12
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	26.045.785.495	229.574.969	113,45
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	32.315.774.743	459.163.837	70,98
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	10.144.960.149	50.598.215	200,50
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	34.526.363.483	175.831.669	196,36
METROGAS S.A. E.S.P.	1.899.533.867	24.486.521	77,57
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	4.776.492.155	18.999.944	251,47

Con el fin de establecer el cargo techo, para los ejercicios de alternativas se agrupó la demanda en dos grupos, el primero que incluye la demanda residencial y comercial y el segundo la demanda industrial y GNV.

Tabla 21. Demanda total, demanda residencial y comercial y demanda industrial y GNV

EMPRESA	DEMANDA TOTAL 2009	DEMANDA RESIDENCIAL Y COMERCIAL	DEMANDA INDUSTRIAL Y GNV
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	50.366.660	35.245.538	15.121.122
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	319.299.576	112.393.073	206.906.503
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	106.151.877	57.741.035	48.410.842
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	1.066.832.485	536.979.166	530.459.319
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	15.900.929	12.060.090	3.840.839
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	229.574.969	85.354.505	144.220.464
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	459.163.837	148.149.856	311.013.981
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	50.598.215	21.776.557	28.821.658
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	175.831.669	113.335.773	62.495.896
METROGAS S.A. E.S.P.	24.486.521	15.314.515	9.172.006
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	18.999.944	14.937.245	4.056.699

Una vez determinado el cargo promedio de distribución y la segmentación de la demanda se procede a realizar los análisis a cada una de las alternativas enunciadas.

17.8.4.1.1 Techo de acuerdo al precio del Sustituto del sector inelástico

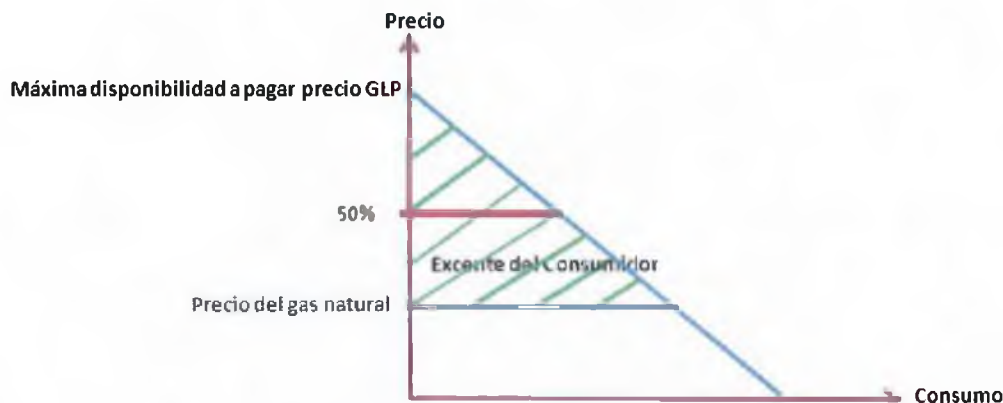
Los usuarios realizan un análisis de conveniencia al momento de adquirir el servicio de distribución de gas natural, evalúan la posibilidad de utilizar energéticos alternativos. Es por esto que una de las opciones posibles para establecer el cargo techo sería tener en cuenta la disponibilidad a pagar de los usuarios, la cual se puede establecer a partir del costo del sustituto del gas natural para el sector de demanda inelástica y quienes pagarán el cargo techo. Para este tipo de usuarios la otra alternativa puede considerarse como el GLP.

Teniendo en cuenta que el excedente del consumidor se mide como la diferencia entre la máxima disponibilidad a pagar y el precio del bien por su cantidad, se ha considerado

Handwritten marks: 26, 27

para el cargo techo, establecer un porcentaje máximo de la captura del excedente del consumidor. Este porcentaje se ha definido en un 50%.

Figura 17. Excedente del Consumidor



Lo anterior considerando que no es conveniente que se capture todo el excedente del consumidor debido a que no habría diferenciación entre uno u otro combustible. Adicionalmente, si se tiene en cuenta el caso de un usuario que esté tomando la decisión de cambiarse de servicio de GLP a gas natural, no lo haría si estos precios se igualan ya que no habría ventajas en costos y además tendría que pagar los costos de conexión y conversión.

Para establecer en el ejercicio cuánto sería el cargo techo referido al GLP, se ha tomado el diferencial del precio calculado como la relación del promedio del precio a usuario final de GLP en el año 2009, y el precio a usuario final del gas natural.

Tabla 22. Diferencial de precios entre el GLP y el Gas Natural año 2009

COMPARACIÓN PRECIO PROMEDIO 2009 \$/MBTU			
CIUDAD	GLP	GN	Diferencial GLP-GN
BARRANQUILLA	37.631	21.917	72%
BOGOTÁ, D.C.	35.018	23.402	50%
BUCARAMANGA	32.151	24.340	32%
CALI	32.624	22.729	44%
CARTAGENA	35.516	23.750	50%
MEDELLÍN	33.088	20.857	59%
NEIVA	39.112	31.478	24%
RIOHACHA	34.867	21.607	61%
SANTA MARTA	33.543	21.917	53%
VILLAVICENCIO	37.015	21.041	76%
PROMEDIO 2009	35.056	23.304	50,43%

De acuerdo con la tabla 22 y el porcentaje máximo de captura del excedente del consumidor el cargo techo para este ejercicio sería del 25,22%.

Una vez determinado el cargo techo en relación con la disponibilidad a pagar del usuario medida con el precio del sustituto, se procede a determinar el cargo piso posible a cobrar, considerando la igualdad de ingresos.

Figura 18. Cargo techo referido al GLP

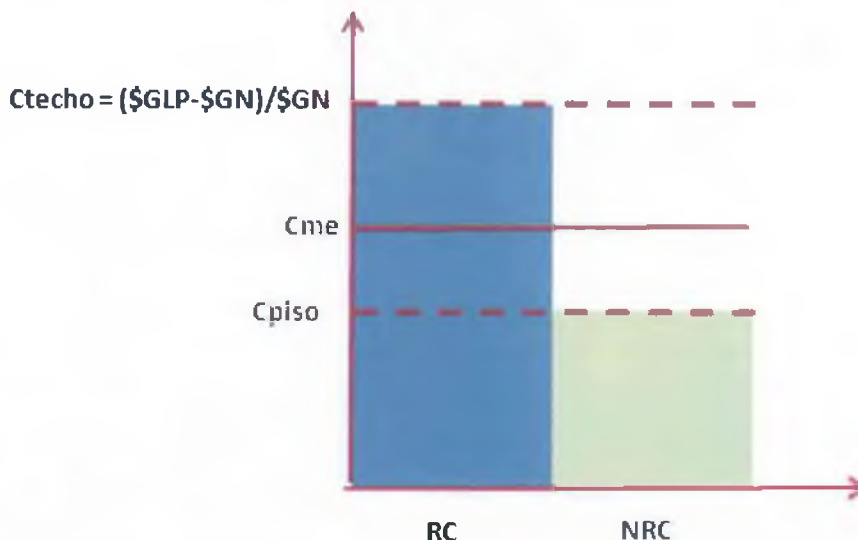


Tabla 23. Resultados del Ejercicio cargo techo referido al GLP

EMPRESA	CAF TOTAL	DEMANDA TOTAL	DEMANDA RESIDENCIAL Y COMERCIAL	DEMANDA INDUSTRIAL Y GNV	Cme	Cme NRC	Cme RC	Delta Costo medio
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	14.831.684.949	50.366.660	35.245.538	15.121.122	294,47	121,40	368,73	25,22%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	39.250.632.148	319.299.576	112.393.073	206.906.503	122,93	106,09	153,92	25,22%
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	11.523.999.907	106.151.877	57.741.035	48.410.842	108,61	75,94	135,99	25,22%
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	146.712.270.104	1.066.832.485	536.379.166	530.453.319	137,52	102,46	172,20	25,22%
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	2.752.776.735	15.900.929	12.060.090	3.840.839	173,12	36,05	216,77	25,22%
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	26.045.785.495	229.574.969	85.354.505	144.220.464	113,45	96,52	142,06	25,22%
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	32.315.774.743	459.183.837	148.149.894	311.033.943	70,90	61,91	89,13	25,22%
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	21.229.160.149	203.221.215	21.771.557	28.821.658	20,12	162,31	251,08	25,22%
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	34.526.363.483	175.831.656	111.315.773	62.495.883	196,36	106,37	245,87	25,22%
METROGAS S.A. E.S.P.	1.899.533.869	24.486.521	15.314.515	9.172.006	77,57	44,91	97,14	25,22%
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	4.584.613.425	18.993.944	14.937.245	4.056.699	241,37	17,26	302,24	25,22%

En el caso de definirse el techo en relación con el sustituto, se deben establecer el periodo de actualización de los precios y para esto se hace un análisis de volatilidad.

Para esto se calculó la volatilidad anual histórica simple del precio promedio del GLP desde el año 2009. La volatilidad es una medida de dispersión que indica cuanto pueden alejarse los precios respecto al promedio de una serie de tiempo. Con el fin de comparar las volatilidades para diferentes intervalos de tiempo se calculan las siguientes fórmulas³¹:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2} \quad (1)$$

³¹ A.A. Kotzé, Financial Chaos Theory, 2005. Disponible en el siguiente enlace <http://www.quantonline.co.za/documents/Volatility.pdf>.

26

140

Donde $u_i = \ln\left(\frac{S_i}{S_{i-1}}\right)$ que es el logaritmo natural del cambio en el precio relativo, se consideran los cambios de precios en logaritmos, pues se asume que los precios no pueden tomar valores negativos.

σ : Desviación estándar, en este caso volatilidad.

\bar{u} : Media

S_i : Precio en el tiempo i

n : Número de periodos

La ecuación (1) da una volatilidad estimada por periodo de tiempo. La tabla a continuación muestra los resultados.

Tabla 24. Cálculo de la Volatilidad

PRECIO PROMEDIO NACIONAL GLP			
AÑO	MES	GLP	Cambios en precios (LN)
2 009	ENE	32.361	
2 009	FEB	37.663	15,17%
2 009	MAR	40.225	6,58%
2 009	ABR	40.872	1,60%
2 009	MAY	38.739	-5,36%
2 009	JUN	38.772	0,08%
2 009	JUL	42.470	9,11%
2 009	AGO	42.165	-0,72%
2 009	SEP	42.325	0,38%
2 009	OCT	42.657	0,78%
2 009	NOV	44.131	3,40%
2 009	DIC	48.939	10,34%
2 010	ENE	51.927	5,92%
2 010	FEB	52.957	1,96%
2 010	MAR	51.145	-3,48%
2 010	ABR	49.206	-3,87%
2 010	MAY	50.742	3,07%
2 010	JUN	49.986	-1,50%
Volatilidad Año			4,5%
Volatilidad 6 meses			3,9%
Volatilidad 3 meses			3,5%

De acuerdo con los resultados, la menor volatilidad es cuando se considera en el análisis un periodo de tiempo de 3 meses, esto significa que el precio del GLP puede moverse hacia arriba o hacia abajo en un 3,5%, se escoge la volatilidad más baja, con el fin de trasladar a los usuarios la mínima variación del precio del GLP respecto a su precio promedio.

Teniendo en cuenta lo anterior se tendrá en cuenta el promedio móvil del precio del GLP de los últimos 3 meses anteriores. Esto para ajustar el cargo techo de cada mercado relevante.

17.8.4.1.2 Techo de acuerdo al precio del Sustituto del sector elástico

Considerando que las empresas reportaron en la información de la circular 048 del 2010, que la mejor alternativa de sustitución para los usuarios de alto consumo era del fuel oil, se tomó como referencia el precio de este energético para valorar los descuentos a dar en éste sector de consumo, para que el gas natural mantenga la competitividad frente al fuel oil.

Tabla 25. Resultados del Ejercicio cargo techo referido al Fuel Oil

EMPRESA	CAE TOTAL	DEMANDA TOTAL	DEMANDA RESIDENCIAL Y COMERCIAL	DEMANDA INDUSTRIAL Y GNV	Cme	Cargo Piso relacionado con el fuel oil	Cargo Techo	Della Costo medio
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	14.831.684.949	50.366.660	35.245.538	15.121.122	294,47	238,70	318,40	8,13%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	39.250.632.148	319.299.576	112.393.073	206.906.503	122,93	117,50	132,92	8,13%
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	11.528.984.907	106.151.877	57.741.035	48.410.842	108,61	98,08	117,43	8,13%
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	146.712.270.104	1.066.832.485	538.379.168	530.453.319	137,52	126,22	148,70	8,13%
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	2.752.776.735	15.900.929	12.060.090	3.840.839	173,12	128,35	187,19	8,13%
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	26.045.781.035	229.574.969	85.354.505	220.464.464	113,45	108,00	122,67	8,13%
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	32.315.774.743	459.163.837	148.149.856	311.013.981	70,38	67,86	76,10	8,13%
GASES DEL TIANO S.A. E.S.P.	10.144.960.149	50.598.215	21.776.557	28.821.658	200,59	188,19	211,79	8,13%
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	34.526.363.483	175.831.669	113.335.773	62.495.896	196,36	167,47	212,32	8,13%
METROGAS S.A. E.S.P.	1.899.533.867	24.486.521	15.314.513	9.172.008	77,57	67,05	83,88	8,13%
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	4.776.492.155	18.993.944	14.937.245	4.056.699	251,47	176,23	271,91	8,13%

De este ejercicio se observa que el incremento sobre el cargo promedio de distribución se encuentra por debajo del definido con la metodología actual. Así mismo, es de indicar que el precio del fuel oil puede ser muy volátil tal y como se observa en las gráficas presentadas en el numeral 17.8.3, en donde se evidencia que el precio algunas veces ha estado por debajo del precio del gas natural, lo cual puede llevar a que un precio techo establecido a partir de este sustituto se encuentre por debajo del cargo promedio de distribución, limitando la flexibilidad para ofrecer descuentos a los usuarios de mayores consumos.

17.8.4.2 Cargo Piso

Con el fin de valorar la efectividad de la determinación del cargo piso, se realiza un ejercicio para estimar el porcentaje que debería adicionarse al cargo de distribución si se cobrara el cargo piso a los usuarios elásticos de cada mercado

Este busca establecer la posibilidad de que una empresa cobrará el cargo piso a los usuarios más elásticos de su mercado, cumpliendo la condición de maximización del ingreso, determinando el porcentaje en que debería incrementarse el cargo promedio de distribución al segmento de usuarios inelásticos del mercado.

Esto se hizo teniendo en cuenta que los descuentos deben realizarse de manera gradual y escalonada entre los rangos de consumo, en este ejercicio se partió del cargo piso y se fijaron los cargos de los demás rangos de manera ascendente, manteniendo la diferencia real entre los cargos de distribución para cada rango fijados por el distribuidor. A continuación se presentan los resultados.

Tabla 26. Ejercicio cargo piso

EMPRESA	2007			2008			2009			2010		
	CARGO PISO	CARGO PROMEDIO	% INCREMENTO	CARGO PISO	CARGO PROMEDIO	% INCREMENTO	CARGO PISO	CARGO PROMEDIO	% INCREMENTO	CARGO PISO	CARGO PROMEDIO	% INCREMENTO
ALCANOS	9.57	410.6	39%	10.25	402.9	45%	10.23	401.5	48%	10.23	394.5	49%
EPM	28.50	180.9	109%	30.51	177.1	78%	30.46	176.8	47%	30.46	172.2	50%
GAS NATURAL	46.77	302.8	62%	47.98	298.9	55%	47.91	299.00	48%	47.20	293.3	43%
GASES DE OCCIDENTE	37.44	264.6	46%	40.69	259.6	44%	41.03	258.7	38%	41.42	254.2	41%
GASES DEL CARIBE	13.93	184.6	111%	14.91	181.1	93%	14.88	180.5	89%	14.88	177.3	89%
SURTIGAS		354.9	N.D.	23.40	362.8	41%	23.36	371.9	39%	23.56	365.6	36%

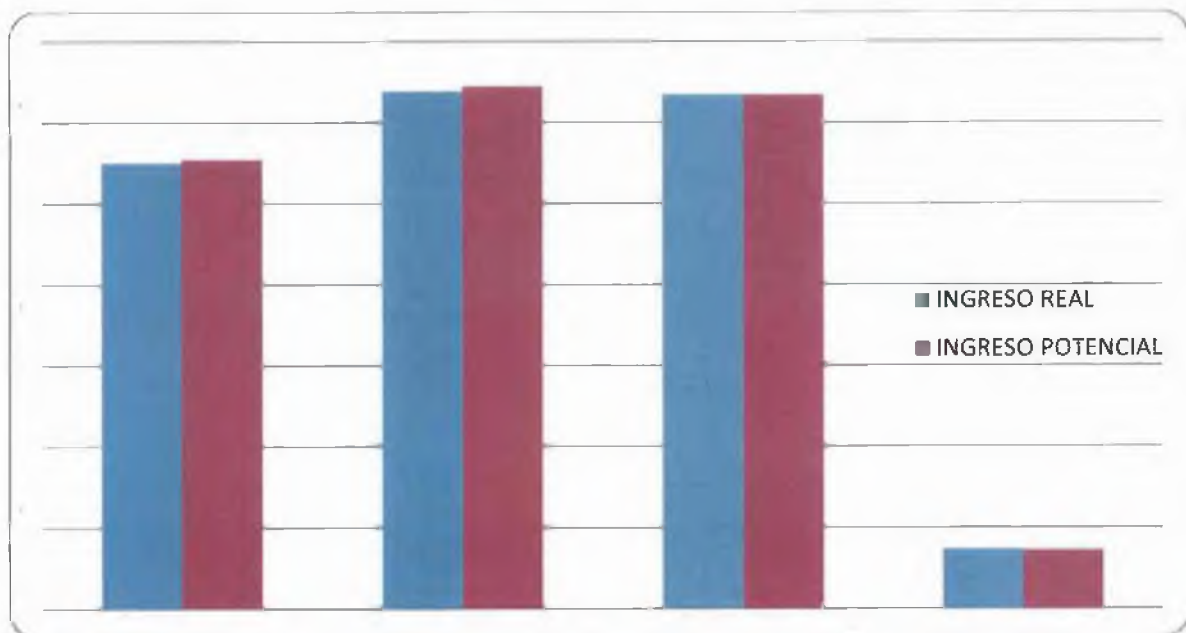
N.D.: No disponible

De acuerdo con lo anterior se observa que los cargos techos hubieran tenido que incrementarse por encima del cargo promedio de distribución, para cada una de las empresas así para los mercados que atiende: Alcanos en un 45%, para EPM en un 71% para Gas Natural en un 52%, para Gases de Occidente en un 42%, para Gases del Caribe el 95% y para Surtigas un 38%.

Se puede concluir que durante el periodo tarifario que termina ninguna empresa cobró a su último rango de consumo el cargo piso establecido, lo cual puede deberse a la limitación del 10% sobre el cargo promedio definido como cargo techo.

No obstante, es de anotar que sólo una empresas de las analizadas maximizó su ingreso tal y como lo permitía la fórmula de balanceo de ingreso esperado. Esto se puede observar en los siguientes gráficos:

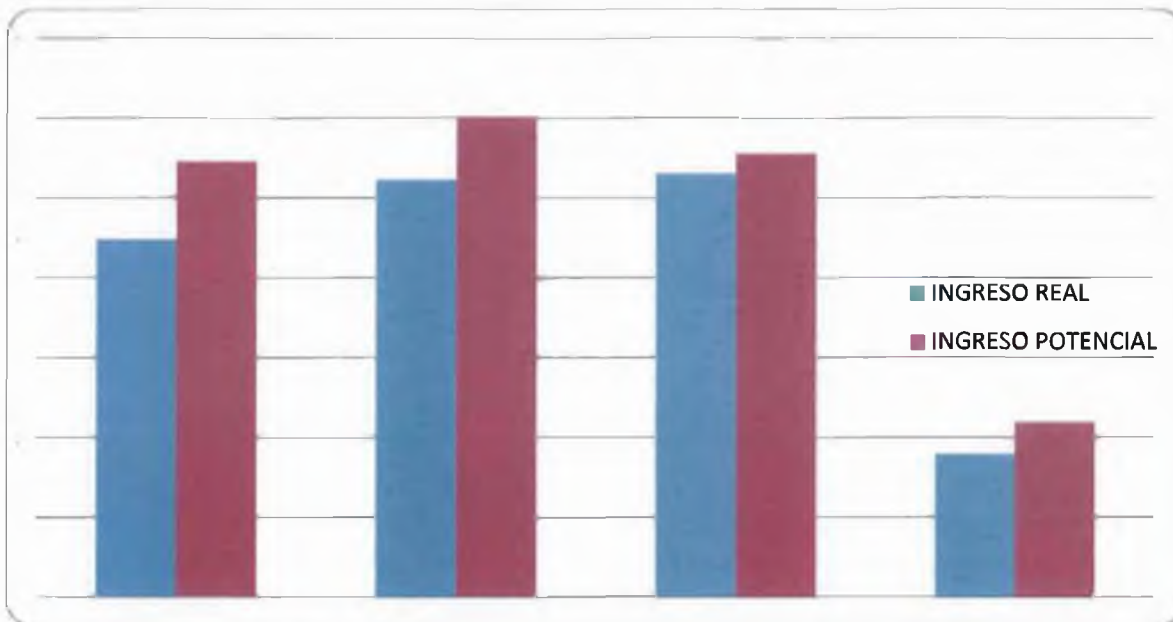
Gráfica 22. GAS NATURAL



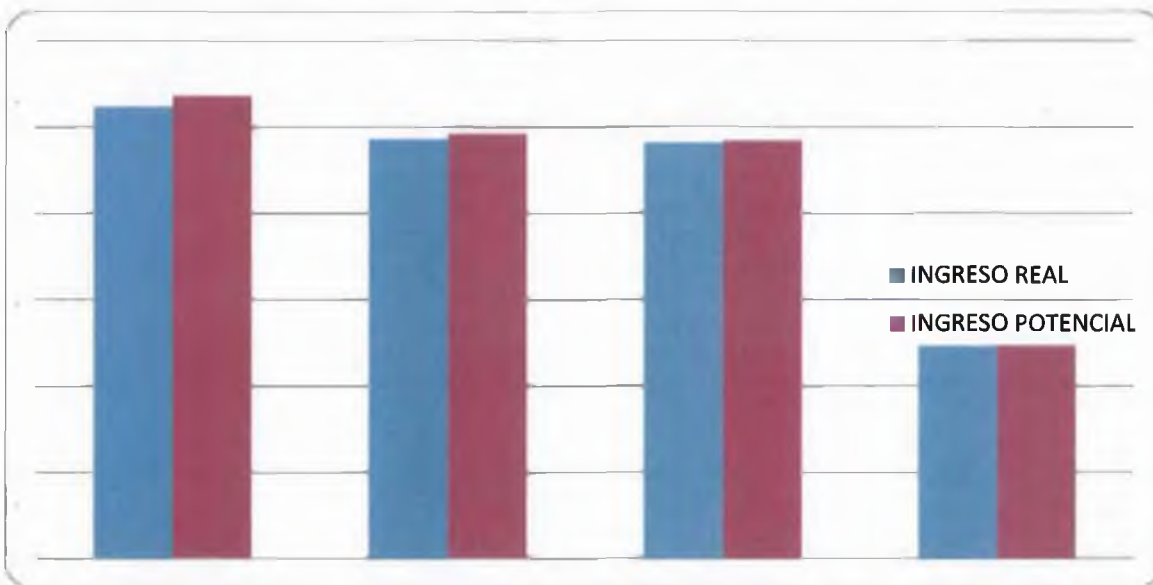
KL

10

Gráfica 23. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN



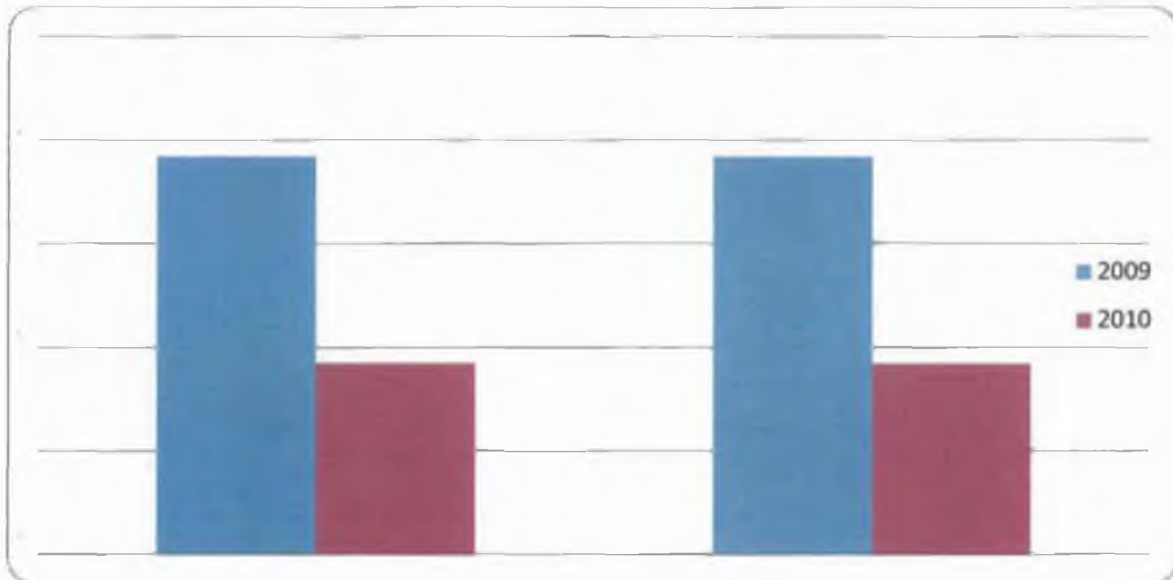
Gráfica 24. GASES DEL CARIBE



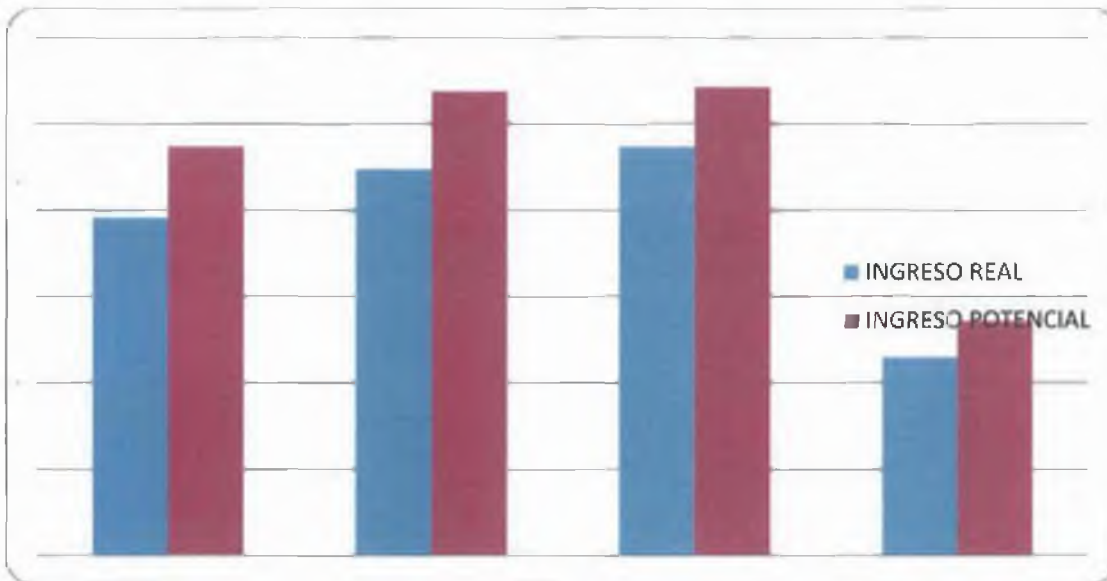
76

10

Gráfica 25. SURTIGAS



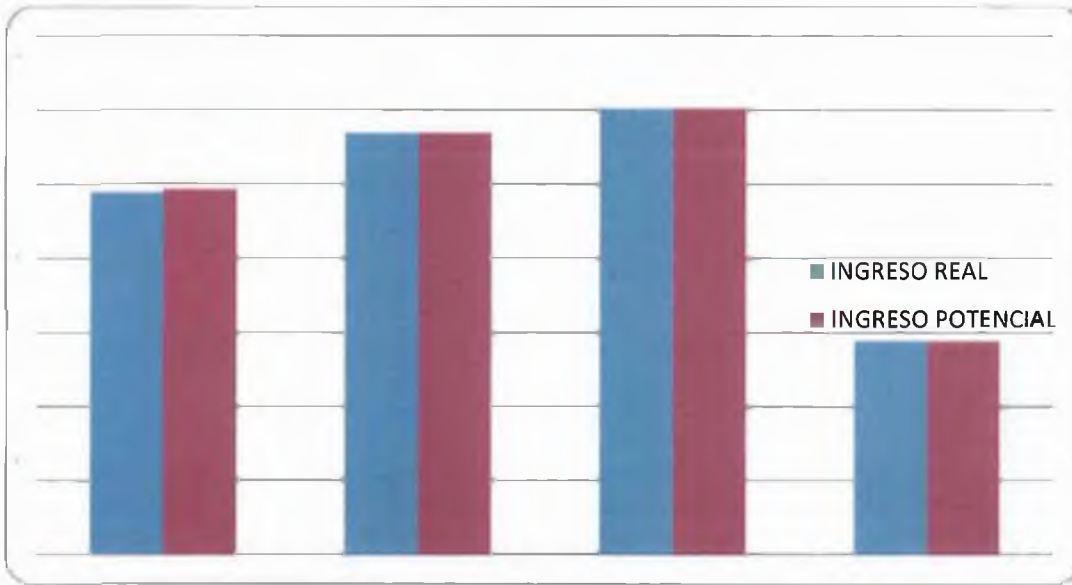
Gráfica 26. GASES DE OCCIDENTE



Handwritten mark

Handwritten mark

Gráfica 27. ALCANOS



De otro lado, es necesario tener en cuenta lo definido en los artículos 34 y 98 de la Ley 142 de 1994, en donde se establece lo siguiente:

“ARTICULO 34. Prohibición de prácticas discriminatorias, abusivas o restrictivas. Las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificados, y abstenerse de toda práctica que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia.

Se consideran restricciones indebidas a la competencia, entre otras, las siguientes:

34.1- El cobro de tarifas que no cubran los gastos de operación de un servicio;

34.2- La prestación gratuita o a precios o tarifas inferiores al costo, de servicios adicionales a los que contempla la tarifa...”

“ARTICULO 98. Prácticas tarifarias restrictivas de la competencia. Se prohíbe a quienes presten los servicios públicos:

98.1.- Dar a los clientes de un mercado competitivo, o cuyas tarifas no están sujetas a regulación, tarifas inferiores a los costos operacionales, especialmente cuando la misma empresa presta servicios en otros mercados en los que tiene una posición dominante o en los que sus tarifas están sujetas a regulación.

98.2.- Ofrecer tarifas inferiores a sus costos operacionales promedio con el ánimo de desplazar competidores, prevenir la entrada de nuevos oferentes o ganar posición dominante ante el mercado o ante clientes potenciales.

98.3.- Discriminar contra unos clientes que poseen las mismas características comerciales de otros, dando a los primeros tarifas más altas que a los segundos, y aún si la discriminación tiene lugar dentro de un mercado competitivo o cuyas tarifas no estén reguladas.

76

10

La violación de estas prohibiciones, o de cualquiera de las normas de esta ley relativas a las funciones de las comisiones, puede dar lugar a que éstas sometan a regulación las tarifas de quienes no estuvieren sujetas a ella, y revoquen de inmediato las fórmulas de tarifas aplicables a quienes prestan los servicios públicos”.

De acuerdo con lo anterior, es claro que las empresas deben cobrar como mínimo dentro de sus tarifas los costos operacionales.

Por lo tanto, los posibles descuentos a otorgar por las empresas a los usuarios de mayores consumos son inherentes a la definición del cargo techo, considerando la ecuación de igualdad de ingresos, es posible que estas empresas cobren por debajo de sus costos para mantener usuarios conectados a la red. Sin embargo, la empresa, de acuerdo con lo definido por la ley, debe recibir como mínimo los costos operacionales de prestar el servicio.

17.8.4.3 Rangos de consumo por tipo de usuario

Para establecer la viabilidad de definir rangos de consumo por tipo de usuario, las empresas enviaron información sobre los consumos máximos, mínimos y promedio según tipo de usuario residencial, comercial, industrial pequeño, industrial grande y Gas Natural Vehicular.

De esta información se puede ver la diversidad entre los consumos por mercado y por tipo de usuario. Es de anotar que para algunos mercados el primer rango de consumo incluye tanto usuarios residenciales como comerciales y pequeños industriales.

Tabla 27. Intervalos de consumo según tipo de usuario

	GAS NATURAL	EPM	GASES DEL CARIBE	GASES DE OCCIDENTE	ALCANOS	SURTIGAS	METROGAS
RESIDENCIAL MAX	8.933	110	150	186	310	1.572	4.727
RESIDENCIAL MIN	0	0	5	0	1	0	1
RESIDENCIAL PROMEDIO	19	15	18	12	16	11	21
COMERCIAL MAX	65.713	1.245	1.000	1.450	1.128	5.545	8.677
COMERCIAL MIN		3	100	0	70	0	1
COMERCIAL PROMEDIO	317	407	290	264	272	151	445
INDUSTRIAL PEQUEÑO MAX	84.600	6.190	700.000	102.925	25.200	96.950	9.519
INDUSTRIAL PEQUEÑO MIN		10	1.000	0	3.804	0	77
INDUSTRIAL PROMEDIO	19.611	3.477	15.851	13.072	8.015	5.594	5.450
INDUSTRIAL GRANDE MAX	1.780.391	2.452.530	4.600.000	2.481.900		470.042	
INDUSTRIAL GRANDE MIN	87.298	2.207	100.000	93.934		181.771	
INDUSTRIAL GRANDE PROMEDIO	129.018	302.658	750.000	547.377		320.172	
GNV MAXI	319.310	448.070	260.000	553.521	131.130	411.731	181.211
GN MIN	11.950	1.254	20.000	6.435	19.389	132	106.113
GNV PROM	129.018	91.433	100.000	95.031	92.750	172.009	145.565

Por lo tanto, definir los rangos de consumo por tipo de usuario resulta ser complejo por el comportamiento particular de cada mercado y se requieren esfuerzos adicionales por parte de las empresas para verificar que no haya usuarios mal clasificados por tipo.

AL

40

17.8.4.4 Número de rangos de consumo

Actualmente, la metodología tarifaria limita el número de rangos a 6. La Comisión analizó, la posibilidad de liberar el número de rangos para dar flexibilidad a las empresas para diferenciar algunos tipos de clientes.

Al respecto se verificó el número de rangos que han utilizado las empresas en sus mercados y la demanda y número de usuarios asociados a cada rango.

En el gráfico y cuadro siguiente se observa como las empresas han asignado los rangos de consumo en sus mercados, conforme a su demanda para el año 2009.

Gráfica 28. Participación de cada rango según la demanda total

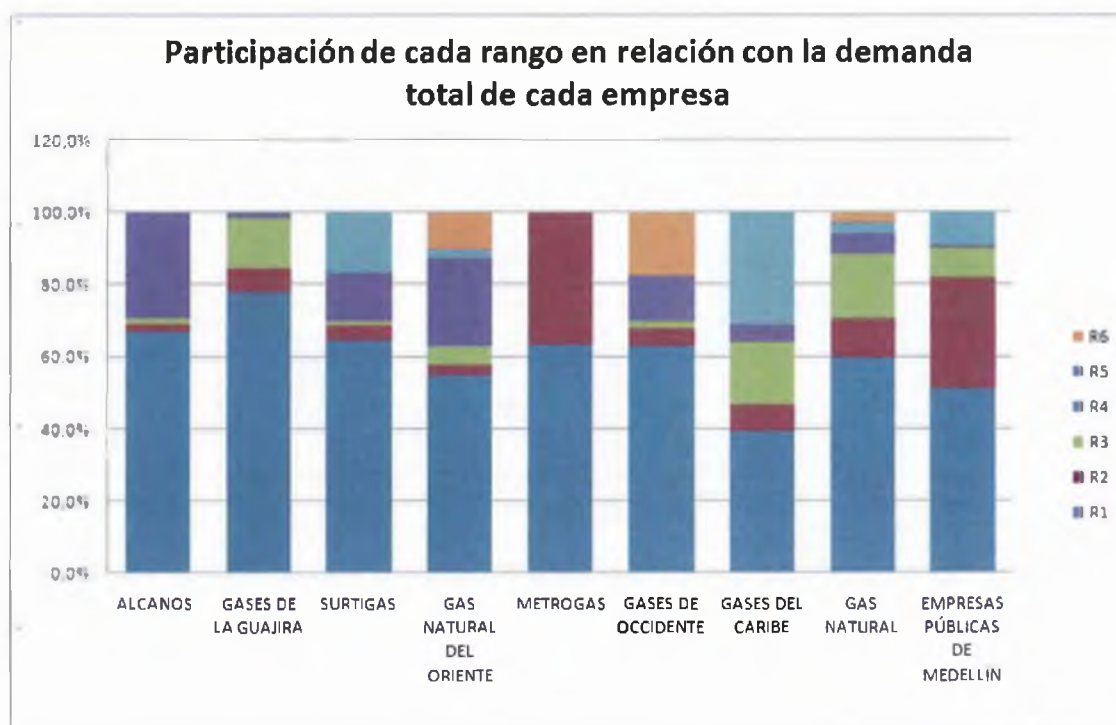


Tabla 28. Utilización de los rangos de consumo por mercado relevante

EMPRESAS	DEMANDA TOTAL	R1	R2	R3	R4	R5	R6	U1	U2	U3	U4	U5
ALCANOS	50.695.977	66,8%	2,3%	1,4%	29,5%	0,0%	0,0%	151.338	61	11	14	-
GASES DE LA GUAJIRA	18.314.651	77,7%	6,7%	13,6%	1,9%	0,0%	0,0%	54.900	23	3	1	-
SURTIGAS	175.831.669	64,4%	4,1%	1,5%	13,1%	17,0%	0,0%	450.289	98	7	18	10
GAS NATURAL DEL ORIENTE	106.151.877	55,0%	2,8%	5,2%	24,4%	2,5%	10,2%	174.350	13	9	13	1
METROGAS	24.490.087	63,5%	36,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	59.580	5	-	-	-
GASES DE OCCIDENTE	142.167.932	62,8%	4,8%	2,2%	12,6%	0,0%	17,6%	418.202	14	2	4	1
GASES DEL CARIBE	459.163.837	39,4%	7,0%	17,7%	4,8%	31,0%	0,0%	590.156	37	54	5	16
GAS NATURAL	1.066.832.485	59,8%	10,8%	17,9%	5,7%	2,9%	3,0%	1.560.598	84	71	7	2
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	317.119.320	51,3%	30,8%	8,3%	0,6%	9,1%	0,0%	410.556	55	4	1	2
PROMEDIO		60,1%	11,8%	7,5%	10,3%	6,9%	1,4%					

Sólo tres empresas han utilizado los seis rangos de consumo y corresponden a los mercados de Santander, Bogotá y Cali, de la demanda total atendida en el 2009, la asociada al rango seis corresponde a 10,2%, 17,6 y 3% respectivamente para cada uno de estos mercados. El número de usuarios en este último rango es de uno.

Del total de las empresas analizadas se observa que el mayor porcentaje de su demanda se encuentra en el rango 1. Este porcentaje en promedio corresponde al 60% de la demanda total y al cual se le aplica en la mayoría de los casos el cargo techo.

A continuación se muestra cuales son los descuentos o incrementos cobrados sobre el cargo promedio de distribución en cada uno de los rangos de consumo.

Tabla 29. Descuentos otorgados en el año 2009 por rango de consumo

EMPRESAS	Dcto R1	Dcto R2	Dcto R3	Dcto R4	Dcto R5	Dcto R6
ALCANOSÉ	10%	-4%	-9%	-21%	0%	0%
GASES DE LA GUAJIRA	3%	-11%	-12%	-15%	0%	0%
SURTIGAS	10%	-7%	-11%	-15%	-23%	-42%
GAS NATURAL DEL ORIENTE	10%	9%	5%	-16%	-16%	-16%
METROGAS	10%	-17%				
GASES DE OCCIDENTE	10%	4%	-35%	-47%	-61%	-70%
GASES DEL CARIBE	75%	54%	-33%	-58%	-80%	-83%
GAS NATURAL	10%	3%	-19%	-25%	-26%	-27%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	10%	-9%	-11%	-25%	-48%	-51%
PROMEDIO						

De acuerdo con el cuadro anterior, se puede apreciar que existe una diferencia considerable entre los descuentos aplicados a los rangos 3 y 4, mientras que para la mayoría de los mercados no existe una diferencia significativa entre los descuentos otorgados en rangos 5 y 6.

17.8.4.5 Rangos especiales de consumo

Actualmente existe un rango especial de consumo dentro de la canasta de tarifas para el gas natural vehicular – GNV, esto teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 802 de 2004, expedido por el Ministerio de Minas y Energía y la Resolución CREG 18 de 2004 que lo reglamenta.

17.8.4.5.1 Decreto 802 de 2004

Este decreto establece disposiciones para incentivar el consumo del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, para ello determina:

“ARTÍCULO 2o. INCENTIVOS COMERCIALES PARA EL USO DEL GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR. Los productores, transportadores, distribuidores, comercializadores de gas natural y comercializadores de GNCV ofrecerán Condiciones Comerciales Especiales para beneficio de las personas que utilizan gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores, absteniéndose de ejecutar

cualquier actuación que pueda conducir a discriminación indebida o a trato preferente en perjuicio de otros.

Los comercializadores de GNCV velarán porque los incentivos obtenidos de los diferentes agentes de la cadena de gas lleguen hasta los usuarios finales del servicio.

ARTÍCULO 3o. INCENTIVOS TARIFARIOS PARA EL USO DEL GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR. *La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, dentro de los dos (2) meses siguientes, contados a partir de la expedición del presente Decreto, cuando haya lugar a ello, ajustará las disposiciones regulatorias vigentes en las actividades de su competencia para incentivar el consumo de Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV". (Subrayado fuera de texto).*

Mediante Decreto 1008 de 2006, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, se adicionó el Artículo 3 del Decreto 802 de 2004 de la siguiente manera: *"La Comisión de Energía y Gas, CREG, de manera inmediata ajustará las disposiciones regulatorias vigentes en las actividades de su competencia en orden a introducir incentivos tarifarios para promover en forma prioritaria el uso de Gas Natural en los Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros, STTMP.*

El cual fue desarrollado mediante Resolución CREG 20 de 2006.

17.8.4.5.2 Resoluciones CREG 018 de 2004 y CREG 20 de 2006

De acuerdo con lo anterior la Comisión expidió la Resolución CREG 018 de 2004, que sobre el GNV dispone:

"ARTICULO 1o: Condiciones Comerciales para el uso del Gas Natural Comprimido Vehicular. Para efectos de aplicar lo dispuesto en la Resolución CREG-011 de 2003, los Distribuidores determinarán el cargo de distribución para las personas que utilizan gas natural comprimido como combustible en vehículos automotores, de acuerdo con las siguientes disposiciones:

- Podrán otorgar descuentos en los cargos de distribución de cada uno de los rangos de la canasta de tarifas para los comercializadores de GNCV, sin la obligación de que dichos descuentos sean aplicados a los usuarios que no comercialicen GNCV.*
- Estos descuentos deben originar un único cargo de distribución, el cual será establecido libremente por el Distribuidor y podrá ser modificado en períodos no inferiores a un mes, previa publicación en un diario de amplia circulación.*
- El cargo de distribución aplicable a las personas que utilizan Gas Natural Comprimido Vehicular, será el mismo para todos los comercializadores de GNCV del mercado relevante del Distribuidor, sin importar el rango de consumo de la canasta tarifaria al que pertenezcan.*

ARTICULO 2º: Canasta de Tarifas: Para la aplicación de la metodología establecida en el numeral 7.7.2 de la Resolución CREG-011 de 2003, específicamente para el cálculo de los cargos de distribución aplicables en cada mes para cada uno de los rangos de consumo de la canasta de tarifas, Djm, se considerarán los consumos pertenecientes a

la demanda de GNCV sin considerar los descuentos establecidos según lo dispuesto en el Artículo 1 de la presente Resolución”.

Esta norma permite el establecimiento de un rango específico para el GNV independiente de su consumo y determina que los distribuidores pueden ofrecer descuentos a dicho rango. Esto sin la necesidad de dar cumplimiento al equilibrio de ingresos de la canasta de tarifas.

Mediante Resolución CREG 20 de 2006, la Comisión estableció en relación con el GNV lo siguiente:

“ARTICULO 1o: Condiciones comerciales para el uso del Gas Natural Comprimido Vehicular para Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros -STTMP. Para efectos de aplicar lo dispuesto en la Resolución CREG-011 de 2003, los Distribuidores establecerán un cargo único de distribución para los Sistemas definidos en el Artículo 1. del Decreto 1008 de 2004, de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- Los distribuidores podrán establecer libremente el cargo único de distribución aplicable a todas las personas que utilizan Gas Natural Comprimido Vehicular como combustible destinado a los Sistemas definidos en el Artículo 1. del Decreto 1008 de 2004.
- El cargo de distribución aplicable a las personas que utilizan Gas Natural Comprimido Vehicular como combustible destinado a Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros, -STTMP, definidos en el Artículo 1. del Decreto 1008 de 2004, será el mismo para todos los STTMP del mercado relevante del Distribuidor.
- Cada vez que el cargo único de distribución para los Sistemas definidos en el Artículo 1. del Decreto 1008 de 2004 sea modificado por el Distribuidor, debe ser reportado al Sistema Único de Información –SUI.

ARTICULO 2º: Canasta de Tarifas: Para la aplicación de la metodología establecida en el numeral 7.7.2 de la Resolución CREG 011 de 2003 y específicamente para el cálculo de los cargos de distribución aplicables en cada mes para cada uno de los rangos de consumo, Djm, se considerarán los consumos de GNCV como combustible para Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros, con el cargo correspondiente al rango respectivo.”

17.8.4.5.3 Descuentos otorgados por las empresas

Considerando lo anterior, se procedió a verificar los descuentos que están ofreciendo los distribuidores a este rango especial de consumo de GNV. Esto se revisó con la información entregada por las empresas mediante la Circular CREG 089 de 2008.

Tabla 30. Descuentos dados al GNV

EMPRESA	2004		2005		2006		2007		2008		Promedio Descuentos
	Descuento sobre Dm	Demanda promedio	Descuento sobre Dm	Demanda promedio	Descuento sobre Dm	Demanda promedio	Descuento sobre Dm	Demanda promedio	Descuento sobre Dm	Demanda promedio	
GAS NATURAL	55%	4.472.288	40%	7.730.667	19%	12.671.659	16%	18.057.522	15%	15.064.624	29%
GASES DE OCCIDENTE	62%	1.034.758	43%	1.626.758	36%	4.390.718	7%	7.192.890	5%	7.839.025	31%
GASES DEL CARIBE				5.550.918	10%	7.318.846	35%	9.269.029	41%	9.888.706	29%
ALCAÑOS			44%	500.029	49%	696.978	50%	818.446	51%	1.069.768	48%
SURTIGAS	73%	1.399.721	55%	2.226.498	42%	2.785.717	25%	3.434.185	26%	3.634.822	45%
GAS NATURAL DEL ORIENTE	0%	1.000.884	0%	1.965.240	0%	2.223.772	0%	3.253.057	0%	3.368.293	0%
EPM			23%	2.499.430	10%	4.325.811	0%	5.462.955	-2%	5.499.769	8%

72

162

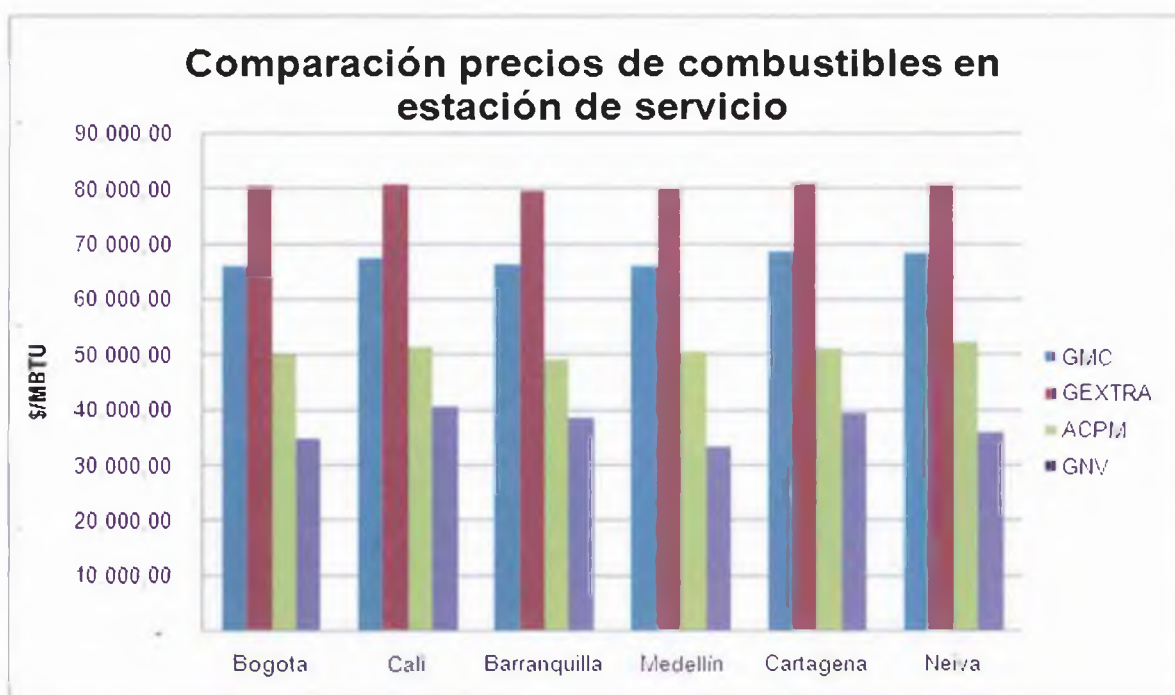
En esta tabla se puede observar que las empresas han dado descuentos importantes sobre el cargo promedio de distribución al GNV al comercializador de este tipo de gas.

Así mismo, se puede ver que se han obtenido crecimientos importantes en la demanda de este tipo de usuarios.

17.8.4.5.4 Precio al usuario de GNV frente a los otros combustibles.

De otro lado y con el propósito de evaluar los resultados de la aplicación de la metodología de la canasta de tarifas en relación con el gas natural vehicular – GNV, se comparó el precio de venta en estaciones de servicio de los combustibles gasolina corriente motor, gasolina extra, ACPM y el GNV a partir de la información de precios publicados por la UPME y para las principales ciudades del país. Para esto se tomó la información de septiembre de 2010.

Gráfica 29. Precios del GNV en estación de servicio



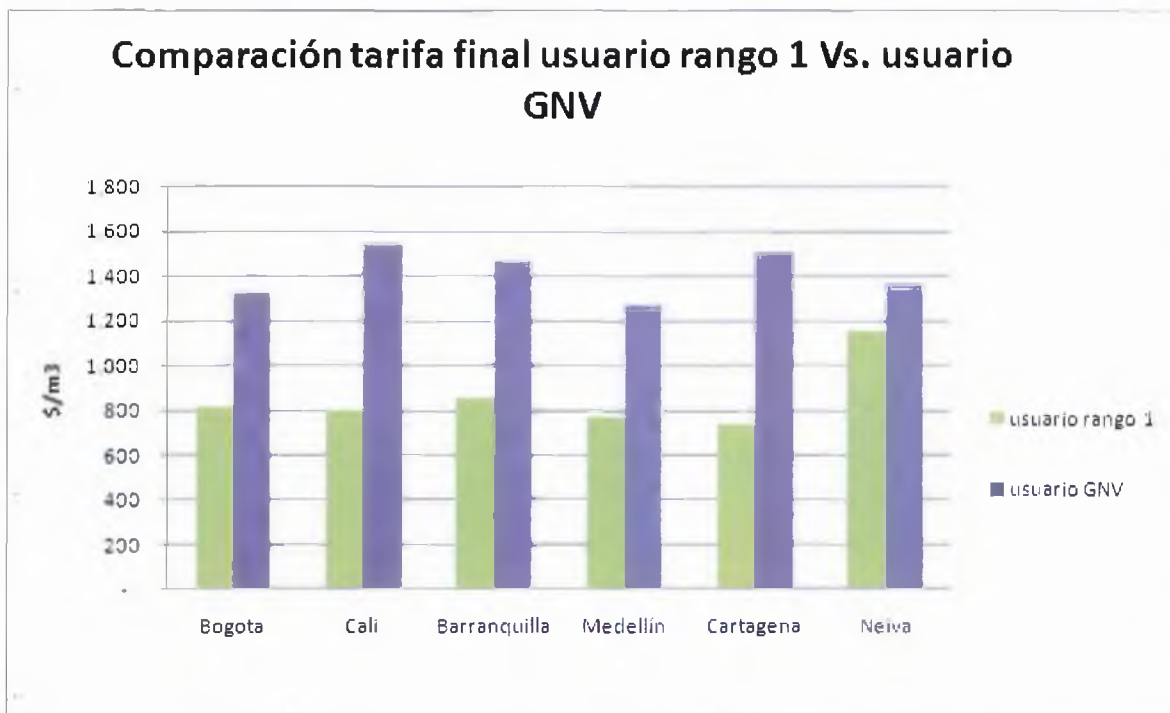
Fuente: UPME

En los resultados se observa que el precio del GNV está significativamente por debajo de los precios de los otros combustibles, estando al más cercano que es el ACPM en promedio 37% por debajo de su precio.

17.8.4.5.5 Tarifa del GNV frente a la del usuario residencial

De otro lado, se ha verificado como es la tarifa de un usuario final de GNV en comparación con la tarifa de un usuario residencial que pertenece al rango 1, que no recibe descuentos en el cargo de distribución y que al contrario se le cobra el cargo techo.

Gráfica 30. Comparación de tarifas usuario residencial usuario de GNV



De esta comparación se esperaría que la tarifa del usuario de GNV sea menor que la de un usuario residencial. No obstante, se observa que para todas las ciudades analizadas el precio final de GNV es mucho mayor que el del residencial, haciendo que los descuentos no los vean reflejados estos usuarios de GNV; si bien es cierto que la actividad de comercialización del GNV puede ser mayor a la de comercializar un usuario domiciliario, no parece posible que sea casi el doble de lo que cuestan las actividades de suministro, distribución y transporte.

Esto indica que no se está dando aplicación a lo dispuesto en artículo 2 del Decreto 802 de 2004, en donde se determina que los comercializadores de GNCV velarán porque los incentivos obtenidos de los diferentes agentes de la cadena de gas lleguen hasta los usuarios finales del servicio.

Este comportamiento se puede deber a que el precio GNV sin descuentos aún es muy competitivo con los otros combustibles para el usuario final. Por lo tanto los beneficios de los rebajas en distribución se están quedando en alguno de los agentes de la cadena y no para quienes fueron creados es decir el usuario. Esto sucede a pesar de las señales dadas por los Decretos y la regulación

Si tenemos en cuenta los análisis anteriores, los incentivos dados por la política hacia el consumo de GNV, no están llegando a quienes están dirigidos y si están produciendo rentas importantes a algún agente de la cadena. Por lo tanto, dentro del contexto normativo del incentivo (Decreto 820 de 2004), no se considera necesario seguir manteniendo las medidas regulatorias establecidas en la Resolución CREG 18 de 2004, ya que el GNV con su precio aún más alto de la tarifa regulada es muy competitivo frente al ACPM y hacia la gasolina.

76

102

17.8.4.6 Periodo de ajuste de la canasta de tarifas

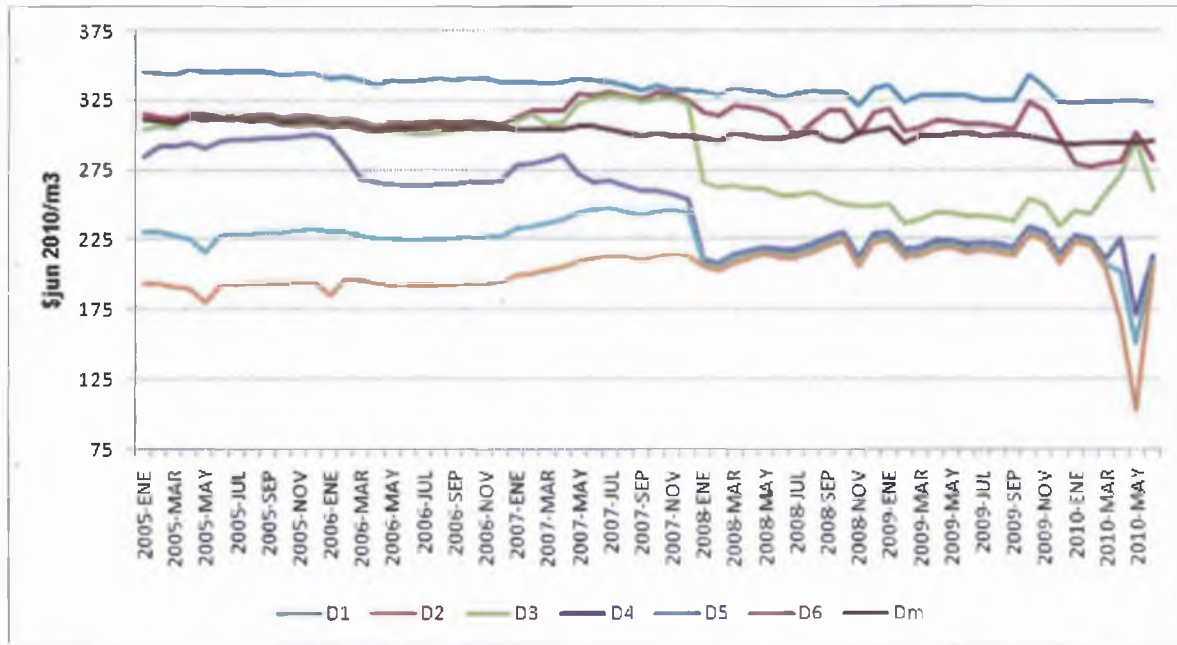
La metodología actual de canasta de tarifas prevé para el establecimiento de los cargos mensuales en los distintos rangos la condición de que estos se determinen con base en la demanda facturada para cada rango de consumo en el trimestre anterior.

Esto implica una actualización de los cargos en cada rango mensualmente por efecto del balanceo de la demanda real obtenida en los últimos tres meses.

Al respecto el informe de SANIG, sugiere para evitar problemas de estacionalidad y variabilidad utilizar para el balanceo de la canasta por el cambio de la demanda un periodo de un año.

De acuerdo con lo anterior, la Comisión revisó durante la aplicación de la canasta, la variación que han tenido los cargos para cada rango de consumo, conforme se puede ver en las siguientes gráficas.

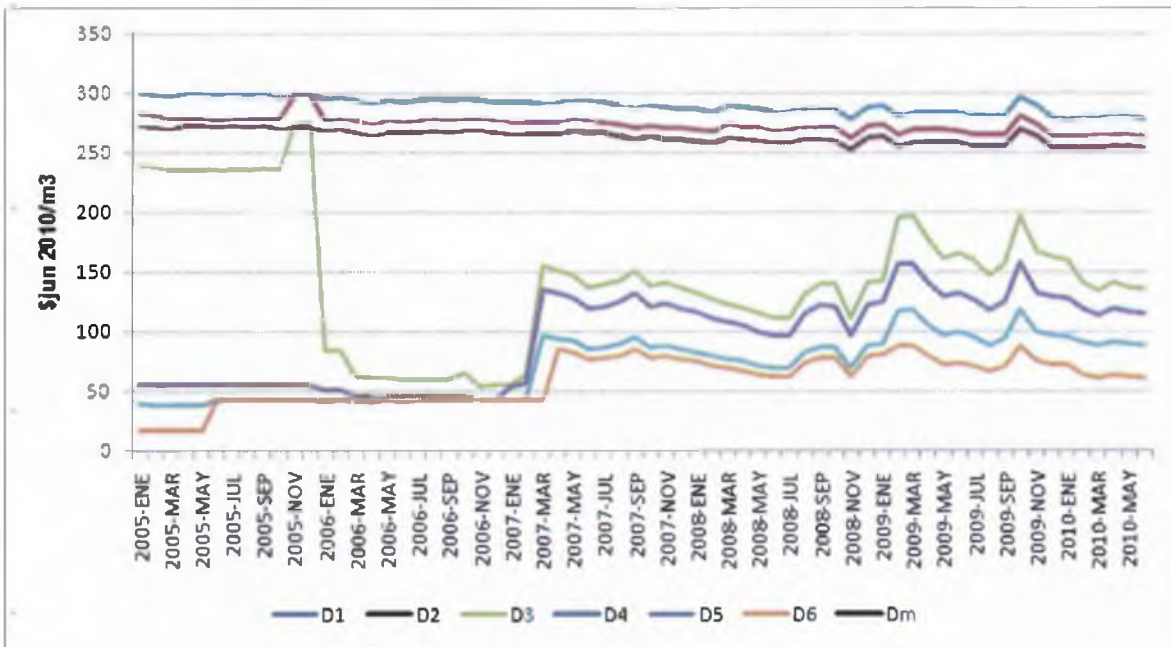
Gráfica 31. Comportamiento de los cargos por rango de consumo mercado relevante GAS NATURAL



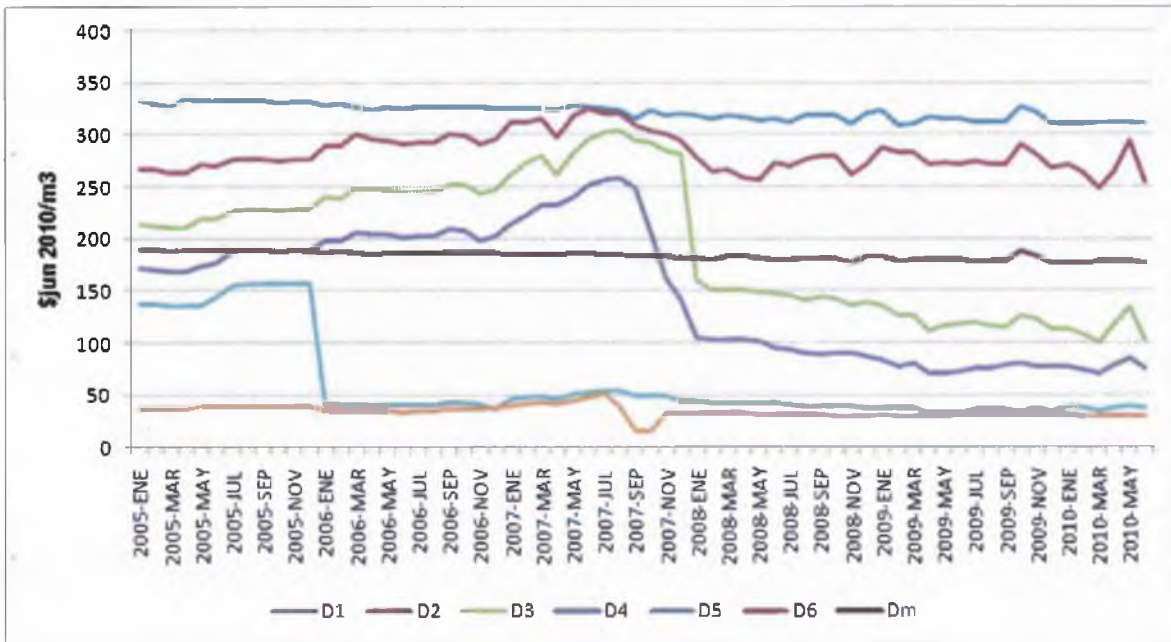
22

44

Gráfica 32. Comportamiento de los cargos por rango de consumo mercado relevante GASES DE OCCIDENTE



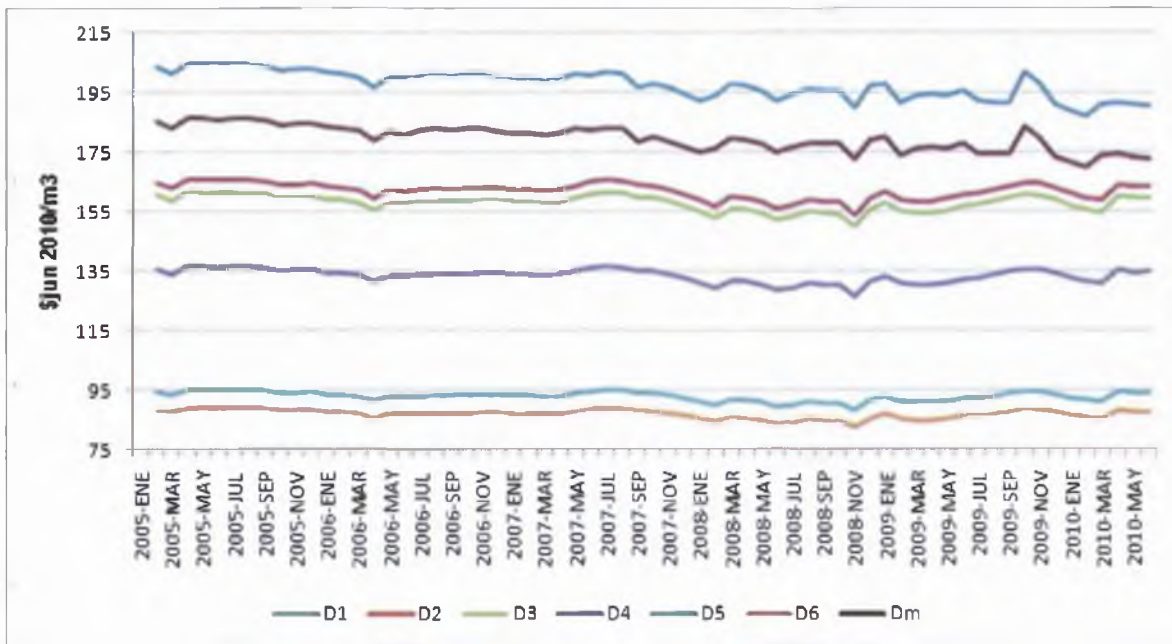
Gráfica 33. Comportamiento de los cargos por rango de consumo mercado relevante GASES DEL CARIBE



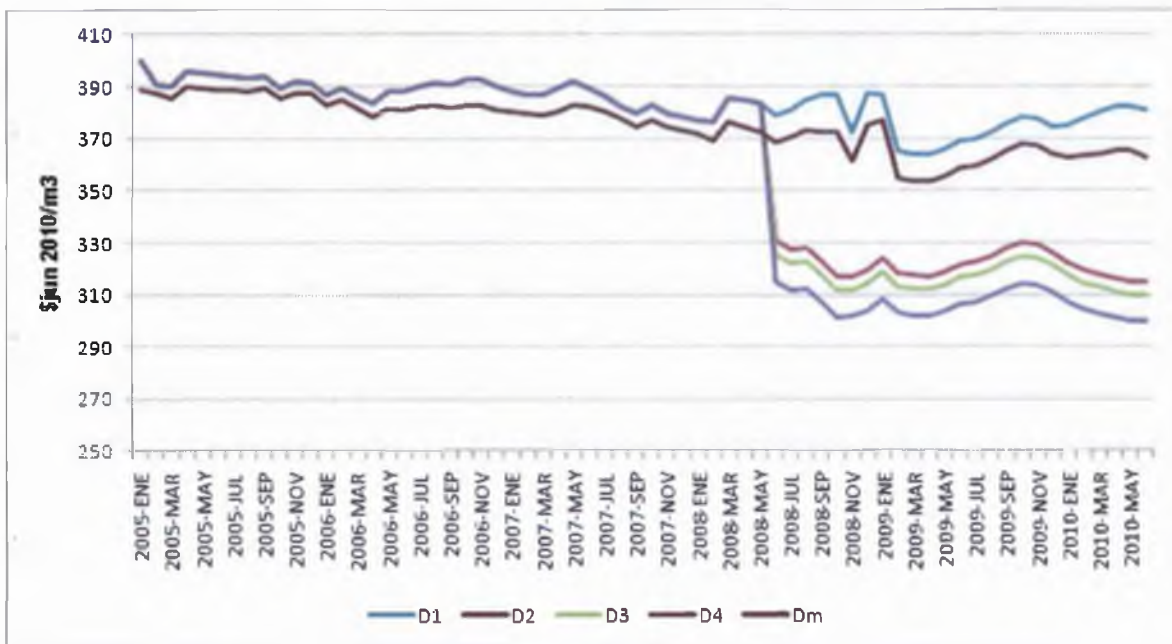
76

40

Gráfica 34. Comportamiento de los cargos por rango de consumo mercado relevante EPM

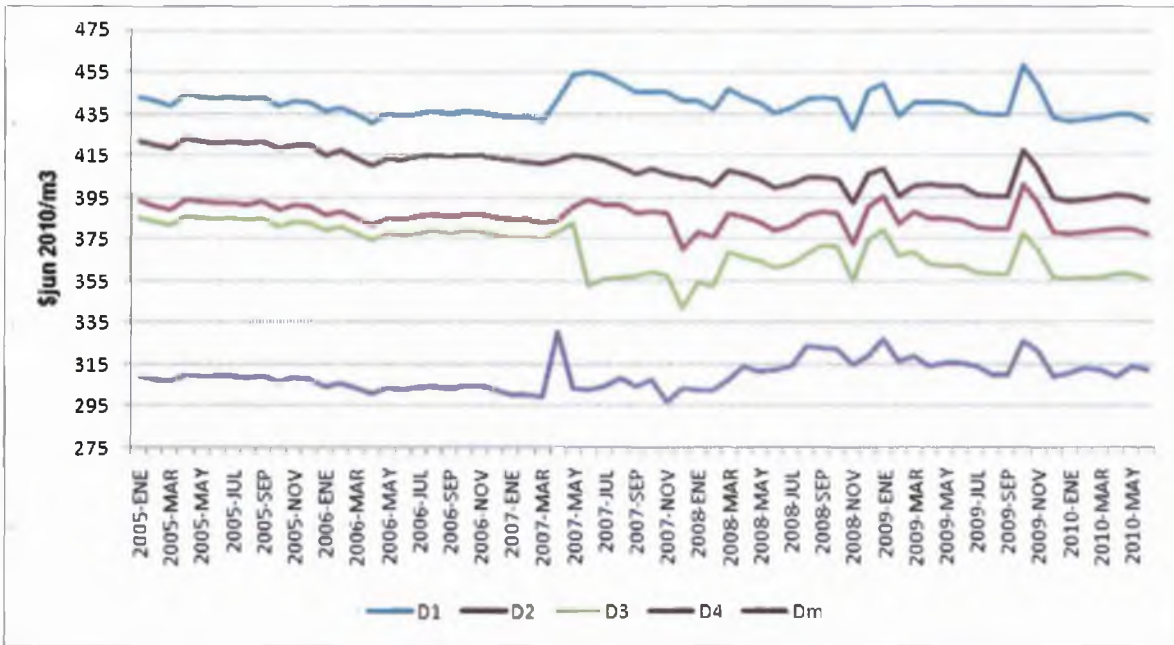


Gráfica 35. Comportamiento de los cargos por rango de consumo mercado relevante GASES DE LA GUAJIRA

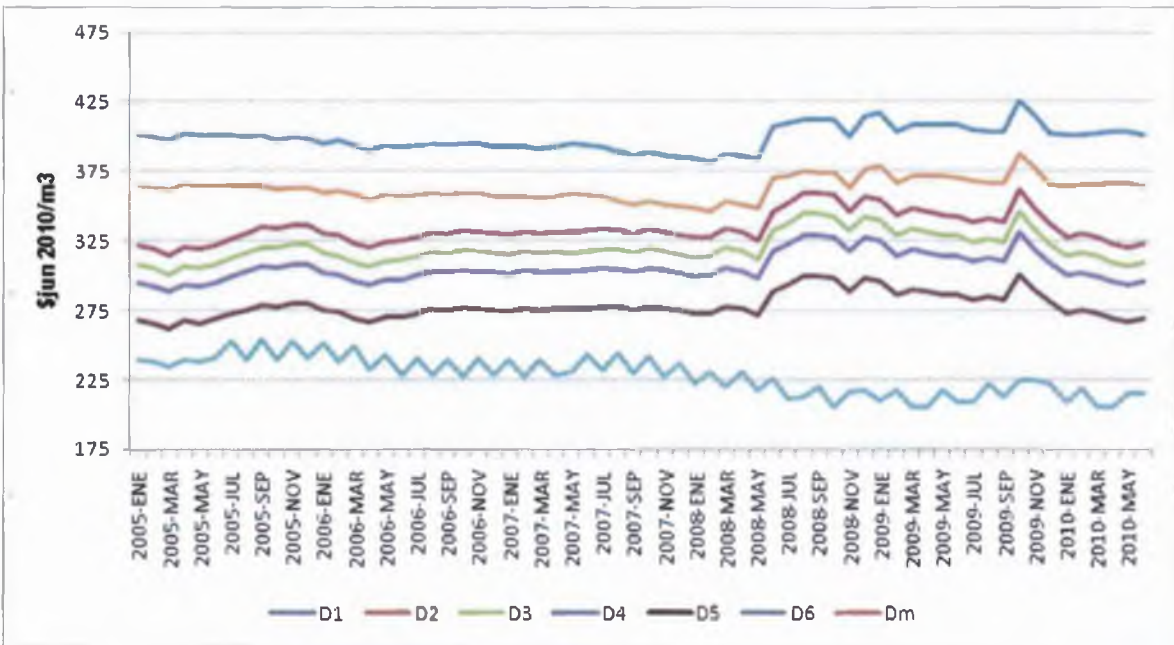


Handwritten marks and signatures in the bottom right corner of the page.

Gráfica 36. Comportamiento de los cargos por rango de consumo mercado relevante ALCANOS



Gráfica 37. Comportamiento de los cargos por rango de consumo mercado relevante SURTIGAS



Handwritten mark

Handwritten mark

De lo anterior, se observa que en general las variaciones en los cargos en los rangos de mayor consumo, no se incrementan de forma drástica por el balanceo de la demanda trimestral.

El balanceo del ingreso medio anualmente como propone el consultor aunque puede ofrecer mayor estabilidad para el usuario, no permite a la empresa de forma inmediata ajustar sus cargos al comportamiento de la demanda, limitando la flexibilidad en la asignación de los cargos.

17.8.5 Costos que imponen los usuarios de acuerdo con la conexión a la red o el uso de la infraestructura

A través de la información reportada por las empresas mediante la circular 048 de 2010, se revisó cómo están conectados los diferentes usuarios de gas a la red. Para esto se hizo la división entre la red de acero de todos los diámetros, la red de polietileno de diámetros de tubería mayores e iguales a 2 pulgadas y la de 1, ½ y ¾ de pulgada denominada de menores diámetros.

Tabla 31. Diámetros de tubería a los que están conectados los usuarios

Porcentaje de conexión de usuarios industriales y GNV										
Tipo de Tubería	Gas Natural	Gas Natural del Oriente	Surtigas	Metrogas	Gases de Occidente	Gases del Caribe	EPM	Alcanos	Gases de la Guajira	PROMEDIO
Tubería de acero	31%	50%	7%	44%	34%	16%	8%	39%	8%	25%
Tubería de polietileno de 2,3,4,6"	42%	43%	93%	33%	47%	55%	10%	55%	22%	44%
Tubería de polietileno de 1/2, 3/4 y 1"	28%	7%	8%	22%	19%	29%	85%	8%	78%	30%

Porcentaje de conexión de usuarios residenciales y comerciales										
Tipo de Tubería	Gas Natural	Gas Natural del Oriente	Surtigas	Metrogas	Gases de Occidente	Gases del Caribe	EPM	Alcanos	Gases de la Guajira	PROMEDIO
Tubería de acero	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Tubería de polietileno de 2,3,4,6"	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0.01%	0.00%	0.00%	0%
Tubería de polietileno de 1/2, 3/4 y 1"	100%	100%	100%	99%	100%	100%	99.97%	99.60%	100.00%	100%

TOTAL KILOMETROS DE RED										
Tipo de Tubería	Gas Natural	Gas Natural del Oriente	Surtigas	Metrogas	Gases de Occidente	Gases del Caribe	EPM	Alcanos	Gases de la Guajira	PROMEDIO
Tubería de acero	368.9	77.1	65.7	19.1	76.1	25.6	83.7	15.7	-	81
Tubería de polietileno de 2,3,4,6"	1 611.5	311.2	945.8	87.8	488.8	1 179.7	686.3	318.7	119.68	682
Tubería de polietileno de 1/2, 3/4 y 1"	18 419.7	1 967.3	7 388.2	316.7	3 733.4	7 792.7	3 264.1	2 218.1	1 796.33	4 615
TOTAL	12 290.09	2 378.53	8 298.93	422.63	4 276.24	8 961.60	3 984.63	2 536.44	1 915.96	5 377.51
Total red acero + polietileno 2,3,4,6"	1 980.4	388.3	1 010.7	106.9	564.9	1 205.3	770.0	334.4	119.68	4 163.0
Porcentaje	16%	16%	12%	10%	13%	13%	18%	17%	8%	16%

TOTAL DEMANDA (m ³)										
Tipo de Tubería	Gas Natural	Gas Natural del Oriente	Surtigas	Metrogas	Gases de Occidente	Gases del Caribe	EPM	Alcanos	Gases de la Guajira	PROMEDIO
Demanda industrial y GNV	578 451 379	18 430 342	82 420 026	9 220 139	144 229 464	311 613 381	206 306 503	15 422 841	4 658 699	1 228 140 890
Demanda residencial y comercial	536 374 166	57 721 836	113 135 773	16 347 934	85 364 695	148 109 804	112 280 877	35 241 130	12 937 243	157 993 365
TOTAL	1 066 832 485	100 151 877	175 031 860	24 568 144	229 574 969	459 763 837	319 299 576	50 668 173	18 293 944	1 486 137 181
% Demanda Industrial y GNV	50%	46%	36%	33%	67%	63%	63%	36%	21%	69%

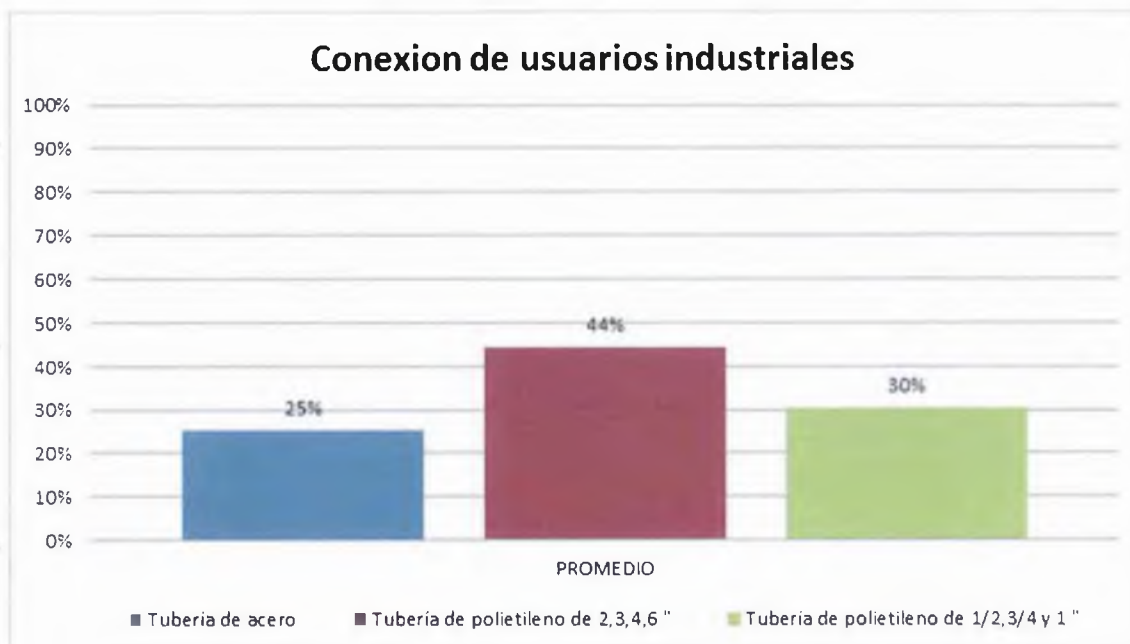
Según lo anterior, el 100% de los usuarios residenciales y comerciales están conectados a tubería de polietileno de diámetros de ½, ¾ y 1 pulgadas.

Gráfica 38. Estadística Conexión usuarios residenciales



Ahora bien, los usuarios industriales y de GNV, están conectados el 70% a la tubería de acero o a la red de polietileno de diámetros de 2, 3, 4 y 6 pulgadas. Un 30% de estos usuarios están conectados a la red de tubería de diámetros inferiores.

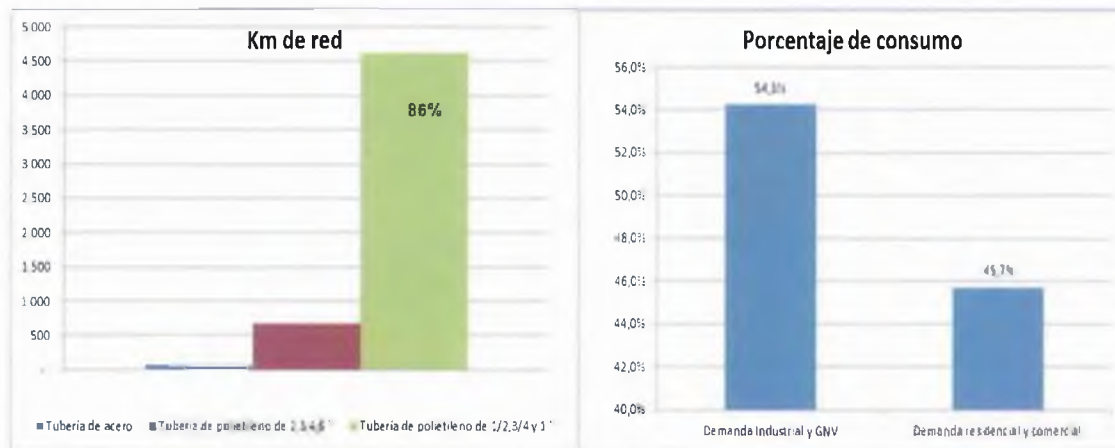
Gráfica 39. Conexión usuarios industriales y GNV



La tubería de acero de diámetros de 2, 3, 4 y 6 pulgadas corresponde en promedio al 15% de la totalidad de la longitud de redes con que cuentan los sistemas de distribución.

Los usuarios conectados a la red de mayor diámetro consumen en promedio el 54% de la demanda total.

Gráfica 40. Kilómetros de red por tipo de tubería y porcentaje de consumo



Por lo tanto, el 86% de los km de red son para atender el 45,7% de la demanda.

Por consiguiente, los usuarios de bajo consumo que están conectados a las redes de menor diámetro de tubería y la cual corresponde a la mayor longitud construida por las empresas, imponen mayores costos a los sistemas y su demanda total es casi igual a la de los sectores industrial y GNV.

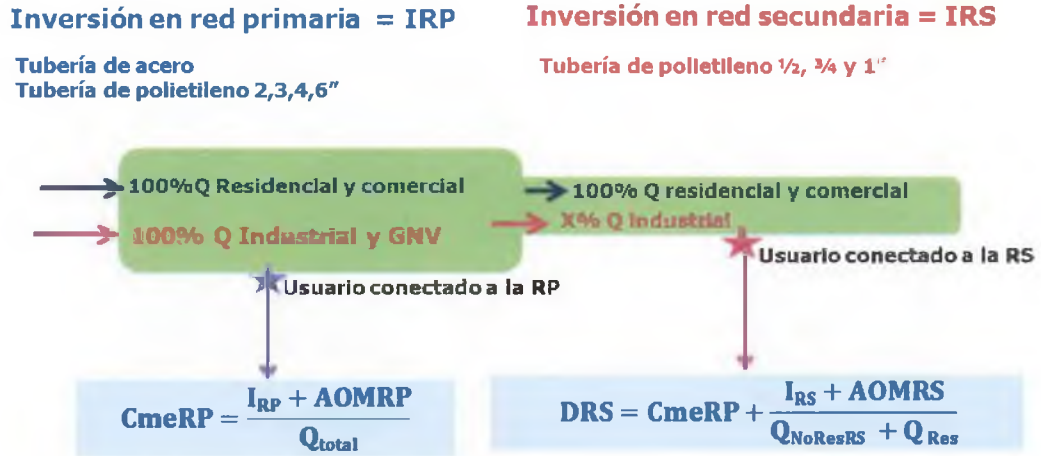
Teniendo en cuenta lo anterior se ha realizado el ejercicio para determinar el costo medio por tipo de usuario, con el fin de identificar las diferencias en costos entre los usuarios de alto y bajo consumo. Esto a partir de los activos construidos por las empresas hasta el año 2009 y la demanda atendida en cada sector de consumo.

Para lo anterior se ha definido red primaria y red secundaria así:

- **RED PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN:** Red conformada por los Tanques de Almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución o estaciones reguladoras de presión, más la tubería de acero de todos los diámetros y/o tubería de polietileno de los diámetros de 2, 3, 4, 6, 8 y 10 pulgadas, que de éstas se derivan.
- **RED SECUNDARIA DE DISTRIBUCIÓN:** Red conformada por los Tanques de Almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución o estaciones reguladoras de presión más la tubería de polietileno, de diámetros de 1/2, 3/4 y 1 pulgada, que de éstas se derivan.

De acuerdo con esto, el 100% de la demanda de usuarios residenciales y comerciales y el 100% de la demanda de usuarios industriales y GNV, estarían utilizando la red primaria. El 100% de la demanda residencial y comercial hace uso de la red secundaria y solo el 30% de demanda industrial utiliza la red secundaria. Por consiguiente, los costos medios para un usuario conectado a la red primaria y otro conectado para la red secundaria serían los siguientes:

Figura 19. Inversión Asociada a Tipo De Usuario



El total de las unidades construidas por las empresas hasta el año 2009, se valoró para el ejercicio en su totalidad con los costos de las unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2003.

Los gastos de AOM para la red primaria y secundaria de distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la red primaria o red secundaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria o secundaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

Figura 20. Gastos de AOM Asociados al Tipo De Usuario



26

26

Costo Medio de la Red Primaria

Como el 100% de la demanda residencial y comercial pasa por la red primaria y sigue hacia la red secundaria, el 100% de la demanda industrial y GNV utiliza la red primaria y sólo un porcentaje de esta demanda industrial utiliza la red secundaria. El costo medio de la red primaria corresponderá a los costos de inversión de esta red sobre la totalidad de la demanda que sería la que usa la red.

Figura 21. Costo Medio de la Red Primaria

$$C_{meRP} = \frac{I_{RP} + AOMRP}{Q_{total}}$$

Costo Medio de la Red Secundaria

El costo de la red secundaria corresponderá a las inversiones en este tipo de red sobre la demanda que la utiliza es decir el 100% de la demanda residencial y comercial y un porcentaje de la demanda industrial y GNV.

Figura 22. Costo Medio de la Red Secundaria

$$C_{meRS} = C_{meRP} + \frac{I_{RS} + AOMRS}{Q_{NoResRS} + Q_{Res}}$$

17.9 Propuesta para la aplicación de la canasta de tarifas en el nuevo periodo tarifario

De acuerdo con todo lo analizado anteriormente incluyendo los comentarios de los agentes, las alternativas dadas por el consultor, se considera que la mejor opción es establecer dos cargos de distribución diferenciados, uno para usuarios de uso residencial y otro para usuarios de uso diferente al residencial. De esta manera se pueden reflejar los costos reales que impone cada tipo de usuario por el uso de infraestructura de distribución. Por lo tanto, el usuario residencial pagará lo que corresponde a las inversiones y costos necesarios para recibir el servicio, sin estar sujeto a la variación de los descuentos otorgados en la canasta de tarifas.

Ahora bien, teniendo en cuenta que el tipo de usuario comercial, industrial y GNV son elásticos y tienen alternativa de sustitución, el Distribuidor podrá estructurar una canasta de tarifas y cobrar los cargos con relación a la disponibilidad a pagar de este tipo de usuarios.

17.9.1 Tipo de usuarios a quienes aplicará la Canasta de Tarifas

Como se dijo en el numeral anterior, la canasta de tarifas será solamente aplicable a los usuarios de uso diferente al residencial. Por lo tanto, en los mercados donde solo existan usuarios residenciales y donde la infraestructura de la red no supere tubería de una pulgada, no habrá canasta de tarifas.

La canasta de tarifas se estructurará de acuerdo con el Cargo Promedio de Distribución aprobado Aplicable a los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial y el número de rangos que determine cada distribuidor. Se elimina el concepto de cargo techo dentro de la canasta y el cargo piso deberá ajustarse a lo dispuesto en la ley.

Figura 23. Cargo Promedio de Distribución aprobado Aplicable a los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial

Solo para los usuarios comerciales, industriales y GNV



$$D_{CT} = \frac{I_{RP} + I_{RSNoRes} + AOM_{RP}}{Q_{Total} - Q_{Res}}$$

De acuerdo con el ejercicio elaborado, la estimación de los cargos para usuarios de uso residencial y para usuarios de uso diferente al residencial, serían los siguientes. Se advierte que estos datos de un ejercicio preliminar. Este incluye el valor del WACC propuesto y una estimación gruesa de la inversión base.

Tabla 32. Estimación de Cargos de Distribución

EMPRESA	DT USUARIOS RESIDENCIALES	DT CORRESPONDIENTE A INVERSIÓN	DT CORRESPONDIENTE A AOM	DT CANASTA DE TARIFAS
ALCANOS	538.11	341.67	196.44	372.88
EPM	170.34	121.82	48.52	140.48
GAS NATURAL DEL ORIENTE	295.87	141.83	154.03	133.42
GAS NATURAL	319.88	177.66	142.22	130.28
GASES DE OCCIDENTE	355.34	176.86	178.47	107.59
GASES DEL CARIBE	235.47	99.56	135.91	91.22
SURTIDORA DE GAS	543.82	252.64	291.18	243.06

17.9.2 Definición de rangos

Los rangos de la Canasta de Tarifas se deberán estructurar así:

- a. El Distribuidor podrá definir una canasta de tarifas para la demanda de Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial, para ello definirá conforme la clasificación del usuario rangos en relación con el consumo.
- b. El número rangos los establecerá el distribuidor de acuerdo con su mercado.
- c. Cada uno de los rangos tendrá asignado un Cargo de Distribución diferente, teniendo como referencia el Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial.
- d. Los cargos serán máximos por rango y deberán tener una tendencia continua descendente. Los cargos para los primeros rangos de consumo podrán ser mayores al Cargo Promedio de Distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial, siempre y cuando se cumpla con la igualdad que se explica en el numeral 17.9.4.
- e. El cargo que se asigne a cada rango será igual para todos los usuarios del mismo tipo cuyo consumo esté comprendido en el mismo rango.
- f. El distribuidor podrá ofrecer cargos menores en cada rango siempre y cuando sean iguales para todos los usuarios del mismo rango y se cumpla lo definido en los artículos 34 y 98 de la Ley 142 de 1994.

17.9.3 Aplicación de la canasta de tarifas

Con base en el Cargo Promedio de Distribución de Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial que es definido en el numeral 8.2.2, las empresas aplicarán la metodología de Canasta de Tarifas teniendo en cuenta lo siguiente:

- a) La Canasta deberá cumplir la igualdad de ingresos en relación con los cargos cobrados y la demanda obtenida en cada rango y el total de la demanda y el Cargo Promedio de Distribución aplicar a los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial.
- b) Los rangos de consumo definidos deberán aplicarse a partir del 1° de enero de cada año del período tarifario y deberán mantenerse por lo menos por un año, exceptuando el primer año de entrada del Cargo Promedio de Distribución aprobado, la cual podrá ser modificada en enero del año siguiente.

Las empresas no podrán tener un cargo en un rango de consumo que esté por debajo de sus costos operacionales, tal y como está establecido en el Artículo 34 de la Ley 142 de 1994.

- c) No se permitirá la agrupación de consumos de usuarios para efectos de establecer un cargo diferente al correspondiente a su rango de consumo como usuario individual.

- d) De acuerdo al principio de igualdad, en el caso de que dos o más empresas distribuidoras estén o vayan a prestar el servicio en un mismo Mercado Relevante de Distribución, deberán acordar una misma Canasta de Tarifas aplicable al Mercado. Mientras no lo acuerden sólo podrán aplicar el cargo promedio de distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial.

17.9.4 Definición de los cargos en los diferentes rangos de la canasta de tarifas

A partir de los rangos definidos, el Distribuidor establecerá mensualmente los distintos cargos unitarios aplicables a cada rango en forma continua descendente, con la condición de que estos cargos se determinen con base en la demanda facturada para cada rango de consumo en el trimestre anterior de la siguiente manera:

$$\frac{\sum_{j=1}^n D_{jkm} \times Q_{jk(m-3)}}{\sum_{j=1}^n Q_{(AUNR)(m-3)}} \leq D_{(AUNR)km} + \delta_n$$

Donde:

j	Rango de la Canasta de Tarifas.
m	Mes m .
$Q_{jk(m-3)}$	Consumo total de los usuarios del rango j de consumo, durante el trimestre anterior al mes m en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k .
D_{jkm}	Cargo de Distribución definido por el distribuidor aplicable en el mes m a los usuarios del rango j de consumo, en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k .
D_{AUNRkm}	Cargo Promedio de Distribución Aplicable a los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial y que es definido por la CREG para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k aplicable en el mes m .
$Q_{AUNR(m-3)}$	Demanda total de los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial, durante el trimestre anterior al mes m en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k .
δ_n	Cobro no efectuado a los Usuarios de Uso Residencial de acuerdo con el concepto de gradualidad que ha sido explicado en el numeral 18 de este documento.

$$\delta_n = \frac{CNE_{URm}}{Q_{(AUNR)(m-3)}}$$

Donde:

CNE_{UR} Ingresos no recibidos en el mes m por el cobro

Handwritten mark

Handwritten mark

no efectuado a los Usuarios de Uso Residencial en el periodo n.

18 GRADUALIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS NUEVOS CARGOS.

Con el fin de mitigar los impactos de posibles incrementos a los usuarios de uso residencial, se establecerá una gradualidad la cual utilizará la canasta de tarifas para su aplicación. Esta busca suavizar los posibles incrementos que se den en los cargos de distribución.

Por lo tanto, cuando de la aprobación de los Cargos de Distribución Aplicables a Usuarios de Uso Residencial, resulten incrementos superiores a dos veces el IPC del año inmediatamente anterior del Cargo de Distribución que se venía cobrando con la anterior metodología tarifaria a este tipo de usuarios, el Distribuidor deberá incrementar el primer año el cargo dos veces el Índice de Precios al Consumidor - IPC y repartir el incremento faltante proporcionalmente durante los años restantes del siguiente período tarifario. Para que el ingreso del Distribuidor no se vea afectado por la aplicación de esta gradualidad, lo deberá compensar incluyendo los valores no cobrados a los Usuarios de Uso Residencial en los Cargos aplicables en los diferentes rangos de la Canasta de Tarifas.

19 FACTOR DE PRODUCTIVIDAD

19.1 Resolución CREG 011 de 2003

El factor de productividad que se definió para la actual metodología tarifaria para la actividad de distribución es de 2.56%. Este factor, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994 en donde se estipula que los aumentos esperados en productividad se deben distribuir entre la empresa y los usuarios, se comparte en porciones iguales entre las empresas y los usuarios en un valor correspondiente a la empresa de 1.28%. Ahora bien, el factor X se ve reflejado en la fórmula de actualización mes a mes de los cargos promedio de distribución y en donde su valor aplicado mensualmente corresponde a 0.00106.

19.2 Resolución CREG 136 de 2008

A finales del año 2007 la comisión llevó a cabo un estudio con la Universidad EAFIT con el propósito de realizar la revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP. En este estudio se establece que una actualización del factor de productividad para distribución de gas, podría llevar a un valor de 0.85% anual. No obstante, este aumento se basó en factores exógenos como la demanda y no por avances tecnológicos que implicaran mayores eficiencias en capital y trabajo.

De otro lado es de anotar que el factor X con la metodología vigente es aplicado a actualización del cargo de distribución que remunera la inversión y los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM. Al respecto, se analizará la conveniencia de aplicarlo sólo al componente de AOM, considerando que para los activos existentes como la red, el distribuidor tiene poco margen de maniobra, contrario a lo que ocurre con los gastos de administración, operación y mantenimiento de la red en donde

dicha variable si puede haber un mayor grado de impacto los avances tecnológicos los cuales mejoran la optimización de los recursos de trabajo, contrario a lo que sucede en lo correspondiente a la inversión en donde el distribuidor tiene un menor margen de maniobra.

19.3 Comentarios de los Agentes

Gas Natural S.A. ESP

El regulador propone aplicar el factor de productividad solamente al componente de AOM dentro del cargo de distribución (5.1.5.6). Este planteamiento lo incorpora la CREG, acogiendo lo señalado por el estudio de factor de productividad de EAFIT llevado a cabo en 2007, sobre aplicar este factor sobre aquellos ítems del negocio en los cuales los agentes pueden gestionar ganancias de productividad.

En este sentido consideramos que el Regulador deberá aplicar el factor de productividad, tanto a la actividad de distribución como de comercialización, sólo a las cuentas de AOM afectadas por cambio técnico.

Reiteramos lo manifestado en comunicaciones anteriores sobre la inconsistencia de adoptar factores de productividad, además de los acotamientos por eficiencia del mínimo costo, pues conlleva a esfuerzos desproporcionados de las empresas en relación a las metas de eficiencia de AOM, que pueden derivar en el mediano plazo, en insuficiencia financiera de las tarifas.

Solicitamos a la CREG compartir la experiencia desarrollada en las actividades de transmisión y distribución de electricidad, en las cuales no se aplicó en la metodología tarifaria el factor de productividad (Res. 097 de 2008 y 011 de 2009), y en consecuencia no aplicarlo a la actividad de distribución de gas natural por red.

Naturgas

En la actividad de Distribución de Gas Natural:

La resolución CREG 136 de 2008 propone analizar la conveniencia de aplicar un factor de productividad de 0.85% anual al componente de AO&M de la base tarifaria de distribución. Frente a esta propuesta general se pueden identificar dos avances sustanciales frente a estudios anteriores, principalmente en razón de las justificaciones consistentes debidamente elaboradas y entregadas al regulador por los agentes del sector:

- *Como se destacó en los comentarios iniciales, se reconoce que la naturaleza intrínseca de la actividad de distribución de gas natural es de bajo cambio técnico por cuanto el componente de inversión, que participa mayoritariamente en los costos de prestación del servicio, es inflexible por tratarse de inversiones hundidas. Con una vida útil de largo plazo. Por ello propone aplicar un factor de productividad por cambio tecnológico solamente al componente flexible de la base tarifaria. Sin embargo, el factor no debe aplicarse sobre todo el componente de AO&M, sino solo sobre las cuentas que efectivamente puedan "las afectadas por cambio técnico. Para ello deben analizarse las cuentas de AO&M para identificar las que efectivamente sean susceptibles para ser aplicable el factor de productividad.*

- El sector reconoce que no es factible aplicar de forma simultánea criterios de acotamiento por eficiencia con un factor de productividad TOTAL sectorial puesto que se estaría multiplicando los esfuerzos exigidos a los agentes en detrimento de los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera de las tarifas. Por ello, propone aplicar solamente un porcentaje de la productividad esperada por cambio tecnológico puro.

La preocupación de la industria no solo se asocia con la aplicación de un factor de productividad por cambio tecnológico a la totalidad del componente de AO&M sino con las deficiencias estructurales que llevaron al cálculo del mismo. En el caso del estudio realizado y revisado por EAFIT para la CREG se destacó dos barreras que a juicio de la industria llevan a una estimación errada del factor de productividad por cambio técnico puro: metodológicas y de información. Si bien estos análisis ya se han presentado a la Comisión, es pertinente, a la luz de la nueva propuesta, recalcar los principales problemas de la estimación.

a) Problemas Metodológicos: Utilización de una única función de producción.

Para estimar el factor X, EAFIT determinó una función de producción única para la economía. Lo anterior implica que el estudio supone que la tecnología de producción de todos los sectores es la misma. Este supuesto impide reflejar las particularidades de los sectores de transporte y distribución de gas natural y, como consecuencia, no permite incorporar la inflexibilidad que tienen estas actividades para adoptar diferentes combinaciones de insumos en el tiempo.

Como lo mencionó Naturgas en su comunicación de marzo de 25 de 2008, este tipo de aproximación puede ser aceptable para mostrar o ilustrar una estimación gruesa de la productividad por cambio técnico pero aplicar unos parámetros estimados de esta manera al análisis del desempeño de un sector específico, como se hizo en este caso, es un grave error metodológico en un componente que es esencial para el cálculo de la estimación.

Para estimar un factor que posteriormente va a afectar el ingreso de toda una industria se requiere una parametrización rigurosa de las funciones de producción de cada uno de los sectores objeto de regulación. De lo contrario, la estimación llevará a resultados que comprometen la suficiencia financiera y la eficiencia económica.

Es importante aclarar que existen barreras estructurales de información en Colombia para parametrizar las funciones de producción de transporte y distribución de gas. Lo anterior implica que no es factible con la contabilidad regulatoria disponible llegar a una estimación razonable del factor de productividad por cambio técnico puro.

b) Barreras estructurales de Información.

En nuestra comunicación de marzo 25 de 2008 realizamos un análisis detenido de las fallas de información que sirvieron para la estimación del factor de productividad. En esta comunicación solamente destacaremos las siguientes que, bajo cualquier criterio técnico riguroso. Hacen que los resultados obtenidos por EAFIT no puedan ser utilizados como parte de la metodología para determinar las tarifas aplicables a usuarios finales:

- Uso de encuesta anual manufacturera y mezcla con información contable de las empresas.

- Se utilizan valores y no cantidades; por lo tanto, no es factible depurar la información que está afectada por prácticas contables.
- No se depura ni independiza la información de los mecanismos de financiación. Por lo tanto los resultados carecen de la precisión necesaria.
- La muestra está constituida por tan solo dos empresas: EPM y Alcanos que representan un 14% de la demanda nacional.
- Captura ingresos no atribuibles exclusivamente a la actividad de distribución
- Incorpora activos asociados a otros negocios empresariales diferentes de los de la actividad.

Desafortunadamente y al igual que en el caso anterior, existen vacíos sustanciales en la información histórica con que cuenta Colombia para obtener y depurar en el corto plazo la información requerida.

Con base en lo anterior, el sector considera que no es factible aplicar un factor de productividad por cambio técnico en Colombia en el corto y mediano plazo.

En la actividad de Comercialización de Gas Natural:

Las bases en el numeral 5.2.4 determinan que se requiere revisar la conveniencia de ajustar el factor de productividad vigente para la actividad. A este caso también son aplicables las observaciones que ha efectuado Naturgas a la CREG y que se resumieron en el aparte anterior. Sin embargo, en el caso de la comercialización de gas es necesario además destacar que el estudio de EAFIT que arrojó un factor X de 0.85% para la actividad de distribución no separó la actividad de distribución de la de comercialización de gas. Por lo tanto, de aplicarse un factor de productividad a la comercialización se estarían multiplicando o por lo menos duplicando los esfuerzos exigidos a la empresa constituyéndose en un error metodológico que atenta contra los principios tarifarios esenciales definidos en el marco legal vigente.

19.4 Respuestas a los comentarios

La productividad total de los factores se define como la relación entre la cantidad de producto e insumo utilizados en la producción de bienes y/o servicios. La eficiencia técnica, la eficiencia asignativa, la eficiencia de escala, el cambio tecnológico y diferentes variables exógenas de la producción como avances en los procesos productivos y mayores habilidades son determinantes de los cambios en la productividad.

Este análisis se centra en la eficiencia técnica y el cambio tecnológico. Un proceso productivo es eficiente técnicamente si no es posible obtener un mayor nivel de producción sin aumentar el uso de otro insumo o disminuir la cantidad obtenida de otro producto³², mientras que, el cambio tecnológico es un incremento en la máxima cantidad que puede producirse dado un mismo vector de insumos, este se refleja como un desplazamiento de la frontera de producción.

Para medir los cambios en la productividad, hay diferentes metodologías entre las que se encuentran:

³² La eficiencia técnica orientada a los insumos refleja el grado en que una empresa que debe producir un producto particular, puede reducir proporcionalmente el uso de sus insumos y todavía permanecer dentro del conjunto de producción factible.

- El residuo de Solow para calcular la productividad total de los factores (TFP).
- El enfoque econométrico con el cual se busca determinar la frontera de producción.
- La orientación de números índices, con el fin de cuantificar el cambio de la productividad a partir de la comparación de las canastas de bienes en el tiempo (Tornqvist, Malmquist, Fisher).

En el año 2007 la CREG contrató un estudio con la Universidad EAFIT con el fin de calcular el factor de productividad para las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP. El estudio calculó el índice de Malmquist con diferentes técnicas (DEA, fronteras estocásticas, mínimos cuadrados ordinarios) de los resultados obtenidos para el sector de distribución de gas para el periodo de estudio (2001-2006).

El estudio realizado por la Universidad EAFIT sugiere que en el análisis regulatorio del cambio en la productividad total de los factores, se requiere la separación de la eficiencia técnica y el cambio tecnológico, esto *“obedece a que en la actualidad los esquemas de regulación utilizados obligan a las empresas a ubicarse en la isocuanta, es decir en la combinación mínima de insumos para alcanzar determinado nivel de producción; luego, aplicar un factor X que involucre la eficiencia técnica implicaría eventualmente un sesgo, por tal motivo la aplicación del factor X pertinente es el asociado al cambio tecnológico, el cual será único para la actividad”*³³.

Teniendo en cuenta los comentarios de los agentes realizados al informe final del estudio, la universidad EAFIT realizó un segundo modelo, en el cual las empresas de distribución-comercialización reportaron información separada de cada una de las actividades, la cual fue solicitada por la Comisión a través de la comunicación CREG S-2008-002492, puesto que había más información disponible, se emplearon diferentes técnicas de estimación, con el fin de ampliar el marco de comparación y hacer una conclusión acertada sobre la productividad en el periodo de estudio (2001-2006). En el ejercicio se utilizó información de ingresos, activos, gastos de AOM y gastos de personal para 14 empresas de distribución-comercialización. A continuación se presentan los resultados obtenidos de cada una de las técnicas empleadas, la metodología desarrollada se encuentra en el informe presentado por la universidad EAFIT en diciembre de 2008.

Índice de Malmquist

Por medio de la técnica de análisis de envolvente de datos, se calculó el índice de Malmquist para el cambio en la productividad factorial que permite descomponer la productividad en cambio tecnológico y cambio en eficiencia técnica. Para los modelos con retornos constantes y variables a escala el valor para el cambio tecnológico fue 0.997³⁴, lo que significa que no se presentó cambio tecnológico en el período de estudio.

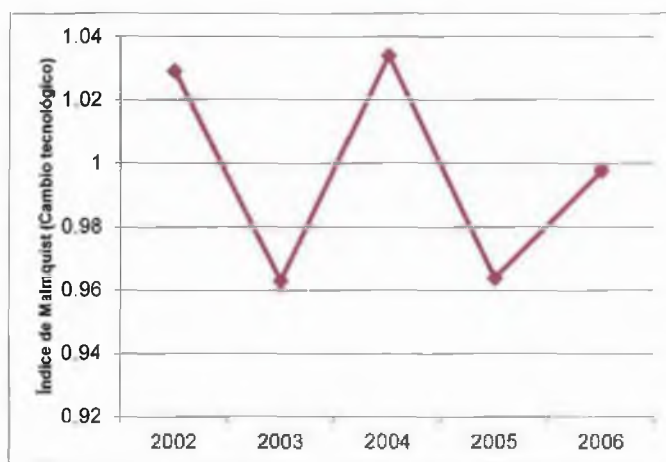
³³ Primer informe consultoría *“Revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP”*. 2007.

³⁴En el índice de malmquist el cambio tecnológico es una media geométrica de la relación entre la distancia calculada sobre la frontera final (t+1) y la misma distancia calculada respecto a la frontera

Tabla 33. Resumen resultado cambio tecnológico

Input: K, trabajo, consumo i	
Output: Ingresos	
Año	Cambio Tecnológico
2002	1.029
2003	0.963
2004	1.034
2005	0.964
2006	0.998
Promedio geométrico	0.997

Gráfica 41. Cambio tecnológico periodo 2002-2006



DEA- Eficiencia Técnica

La eficiencia técnica para el sector de distribución de gas en el periodo de estudio con retornos variables y constantes a escala mediante el análisis envolvente de datos fue del 96%.

Fronteras Estocásticas

Para el análisis de fronteras estocásticas se utilizó una función tipo Cobb- Douglas, las variables empleadas fueron el ingreso total, capital, trabajo, consumo intermedio y una variable de tiempo como medida de cambio tecnológico. Como resultado se encuentra que la eficiencia técnica fue el 98.76%, el cual es un poco mayor al presentado en el

inicial (t). El índice de Malquist puede tomar valores mayores, menores o iguales que uno, lo cual indica un aumento, reducción o mantenimiento en la productividad respectivamente.

análisis de envolvente de datos y la variable del cambio tecnológico no resultó significativa (p -value= 0.647), por lo tanto no se presentó cambio tecnológico entre 2001-2006.

Mínimos Cuadrados Ordinarios

Se realizó una estimación de mínimos cuadrados para una función Cobb-Douglas, al igual que en el modelo de frontera estocástica se incluye una variable de tiempo para evaluar el cambio tecnológico la cual no resulta significativa (p -value=0.654).

El consultor de todo el análisis concluye que el cambio tecnológico no fue estadísticamente significativo para la actividad de distribución, lo cual implica que no se presentó un desplazamiento de la frontera de producción y por consiguiente se recomienda según los resultados observados no imponer un factor X de productividad.

Considerando que después de la culminación del estudio, la Comisión dispuso de información para la realización de los análisis de eficiencia para el período 2006-2010, se realizó nuevamente un ejercicio de productividad de las actividades de comercialización y distribución de gas combustible para este período y de acuerdo con los resultados se evaluó la posibilidad de considerar los aumentos de productividad producidos para el próximo período tarifario.

Para el análisis se utilizó el cálculo del Índice de productividad de Malmquist, a partir de la técnica no paramétrica conocida como Análisis Envolvente de Datos (DEA). Esta metodología fue escogida debido a la información disponible de las empresas³⁵ y a que este índice permite descomponer el cambio en la productividad en eficiencia técnica y cambio tecnológico.

Para el cálculo de índice de Malmquist se analizó la información de AOM total de las actividades de distribución y comercialización, número de usuarios, área de prestación del servicio (km^2) y ventas (m^3) de 15³⁶ empresas que desarrollan las actividades de distribución-comercialización de gas para el periodo 2006-2010³⁷.

Inicialmente, para la selección de las variables a considerar en el modelo DEA se calcularon los coeficientes de correlación de las variables y se calculó la elasticidad de escala con el fin de conocer el comportamiento de los gastos AOM totales ante las variaciones en los usuarios, los kilómetros de red, el área (km^2) y las ventas (m^3)³⁸.

Se realizó la estimación de la elasticidad de escala para tener una mayor precisión en los supuestos que se incluyen en los cálculos del cambio en la productividad de los factores para no subestimar o sobrestimar los resultados, pues es de gran importancia conocer cómo reaccionan los costos ante el comportamiento las variables que no se determinan de manera endógena, y así verificar la evidencia de economías de escala en estas actividades. Aunque no se refleja el impacto por empresa, si recoge las características

³⁵ La información considerada en este ejercicio fue la solicitada a las empresas de distribución-comercialización de gas a través de las circulares CREG 025 de 2008, 016 y 022 de 2011.

³⁶ Se incluyeron solamente las empresas que reportaron información completa en el periodo 2006-2010.

³⁷ La información del número de usuarios es del SUI, y el Área fue tomada del IGAC y DANE.

³⁸ Para el cálculo de la elasticidad de escala se realizó una estimación entre el logaritmo natural de los gastos AOM totales y el logaritmo natural de una variable de escala que se obtuvo de un análisis de componentes principales de las variables usuarios, red, ventas y área, el coeficiente de la variable escala representa la elasticidad. Con el análisis de componentes principales se logran disminuir el número de variables y la variable creada puede explicar gran parte de la variabilidad total de los datos. De acuerdo con los resultados, un incremento en el producto del 1% en la variable de escala, aumenta los gastos AOM en 0.57%.

particulares de cada una, generando una buena aproximación del impacto de la escala sobre los costos de estas actividades.

A continuación se presenta la matriz de correlación de las diferentes variables analizadas.

Tabla 34. Matriz Coeficientes de Correlación

Coeficientes de Correlación	Ventas (m³)	Número de usuarios	Longitud red (km)	Área atendida (km²)
Ventas (m³)	1.00	0.99	0.89	0.90
Número de usuarios	-	1.00	0.91	0.93
Longitud red (km)	-	-	1.00	0.89
Área atendida (km²)	-	-	-	1.00

De la matriz de correlación se puede apreciar que existe una relación directa entre las ventas (m³) y el número de usuarios, por tanto son sustituibles entre sí, cuando una de ellas aumenta, la otra también aumenta proporcionalmente. Las variables área atendida y kilómetros de red también se encuentran altamente correlacionados, por lo que se pueden omitir aquellas variables que se encuentran altamente correlacionadas y así reducir el número de variables en el análisis.

Se realizaron dos ejercicios con la metodología DEA, en el primero se utilizó como input la variable AOM de las actividades de distribución y comercialización, y como output(s) las variables número de usuarios y kilómetros de red. En el segundo se utilizó igualmente el AOM de las actividades de comercialización y distribución y como output la variable de escala³⁹. La metodología DEA se aplicó con retornos variables a escala, y la eficiencia fue orientada al input⁴⁰. A continuación, se presenta el resumen de los resultados considerando el promedio geométrico para el cambio en eficiencia, el cambio tecnológico y el cambio en la productividad total de los factores a partir del índice de Malmquist. Igualmente, se presenta una gráfica en la que se puede apreciar el comportamiento del cambio tecnológico durante el período 2006-2010.

Tabla 35. Resumen resultados estimación productividad Ejercicio No.1

Input: AOM
Output: Usuarios y kilómetros de red

³⁹ Variable de escala estimada a partir del análisis de componentes principales explicado en el pie de página número 7.

⁴⁰ Cuando la eficiencia es orientada al input, una unidad es eficiente técnicamente cuando no es posible disminuir la utilización de uno de los insumos sin aumentar el uso de otro recurso, es decir, se analiza en cuanto se pueden reducir el número de insumos sin alterar las cantidades producidas.

22

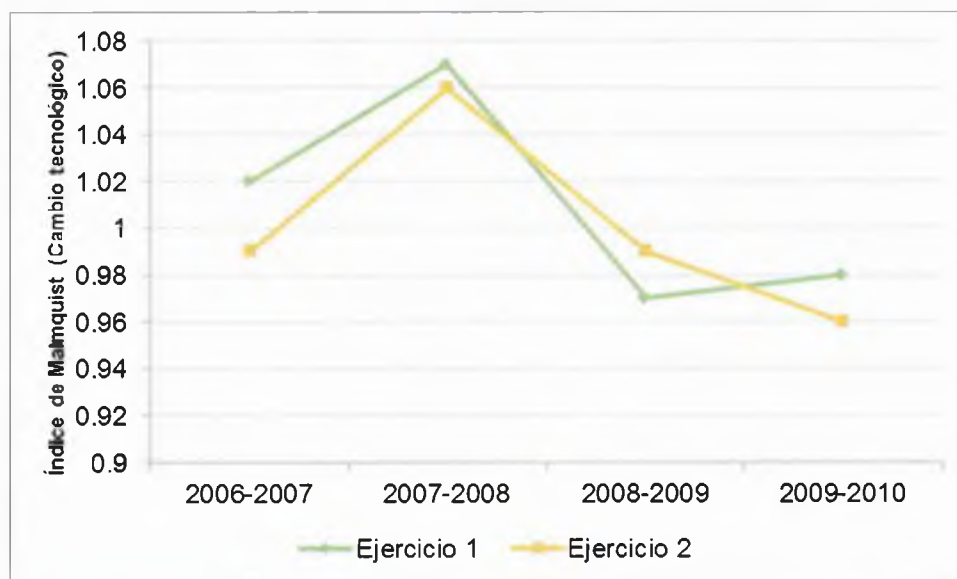
14

Promedio geométrico	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
Cambio en la eficiencia	0.98	1.01	0.94	0.99
Cambio Tecnológico	1.02	1.07	0.97	0.98
Índice de Malmquist	1.01	1.09	0.92	0.97

Tabla 36. Resumen resultados estimación productividad - Ejercicio No.2

Input: AOM				
Output: Variable escala				
Promedio geométrico	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
Cambio en la eficiencia	0.99	1.01	0.89	1.02
Cambio Tecnológico	0.99	1.06	0.99	0.96
Índice de Malmquist	0.99	1.07	0.89	0.98

Gráfica 42. Cambio tecnológico período 2006-2010



De estos resultados se presentan las siguientes conclusiones sobre el comportamiento de la productividad de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible:

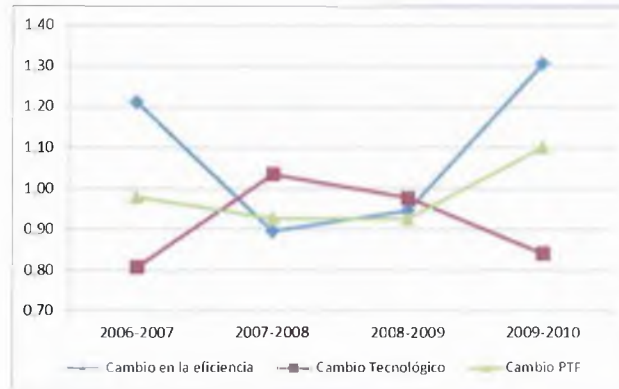
- En el ejercicio 1 el promedio geométrico del índice de Malmquist para el período 2006-2010 fue de 0.99 lo que implica una disminución de la productividad total de 1%.
- En el ejercicio 2, el promedio geométrico de la productividad total de los factores fue de 0.98, lo que implica que la productividad disminuyó 2%.
- Las empresas presentaron una disminución de la eficiencia técnica para todo el período en los dos ejercicios, pues esta disminuyó 2%.
- Respecto al cambio tecnológico, en la gráfica anterior se pueden observar las variaciones año a año hacia arriba y hacia abajo, que aunque permite identificar una tendencia general decreciente, no es permanente a través del tiempo.

Con el fin de validar los resultados obtenidos en los ejercicios anteriores, se realizó un ejercicio adicional considerando los gastos de AOM totales de acuerdo con los reportes de las empresas a las unidades de negocio de distribución y comercialización del SUI para evaluar el desempeño de las empresas de acuerdo con todos sus gastos y no solo con los reconocidos como los ejercicios realizados anteriormente.

Tabla 37. Resumen resultados estimación productividad

Input: AOM				
Output: Usuarios y kilómetros de red				
Promedio geométrico	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
Cambio en la eficiencia	1.21	0.90	0.95	1.31
Cambio Tecnológico	0.81	1.04	0.98	0.84
Cambio PTF	0.98	0.93	0.93	1.10

Gráfica 43. Resumen resultados



De acuerdo con los resultados, no se presentaron mejoras en la productividad a partir de cambios en la productividad de los factores, se presentaron durante el periodo mejoras en la productividad asociada a la eficiencia y una disminución en la productividad por el cambio tecnológico.

A partir de los resultados, se puede apreciar que no se presentó una reducción significativa en los costos a lo largo del periodo tarifario que permitiera evidenciar un aumento de la productividad en cada uno de los años analizados, tanto en el ejercicio realizado para el período 2001-2006 por la Universidad EAFIT, como en los ejercicios realizados por la Comisión para el período 2006-2010. Por lo tanto, no hay evidencia de una reducción continua de los costos reales de producción, principal efecto de mejoras en la productividad de los sectores.

19.5 Propuesta

De los estudios realizados por la universidad EAFIT y la CREG, no hay evidencia de un potencial crecimiento de la productividad del sector debido a que no se presentó un cambio tecnológico en el periodo analizado. De acuerdo con la teoría es apropiado fijar un factor de productividad cuando hay una clara tendencia histórica de aumentos en la productividad.

Por esta razón, se considera conveniente omitir el factor de productividad en la actividad de distribución para el próximo periodo tarifario. Sin embargo, en caso de que se presenten mejoras en la productividad durante el próximo periodo tarifario, estas serán consideradas en futuros análisis.

20 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO

20.1 Resolución CREG 011 de 2003

Actualmente, los cargos aprobados se actualizan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D_m = D_0 * (1 - X_D)^{mm} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde,

- D_m = Cargo Promedio de Distribución correspondiente al mes m de prestación del servicio.
- D_0 = Cargo Promedio de Distribución aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la Fecha Base.
- IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para el mes $(m-1)$.
- IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el Banco de la República para la Fecha Base del cargo por distribución D_0 .
- X_D = Factor de productividad mensual de la actividad de Distribución equivalente a 0.00106. Dicho factor aplicará a partir de la entrada en vigencia de la resolución que establece el Cargo Promedio de Distribución para cada mercado.
- nm = Número de meses transcurridos desde la entrada en vigencia de la resolución que establece el Cargo Promedio de Distribución para cada mercado hasta el mes m .

20.2 Propuesta

Para los cargos que se determinen con la nueva metodología consignada en este Documento y en la resolución respectiva, se utilizará la siguiente fórmula de ajuste:

$$D_{mktu} = D_{ktu} \times \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde,

- D_{mktu} Cargo de Distribución por tipo de usuario correspondiente al mes m de prestación del servicio.
- D_{ktu} Cargo de Distribución por tipo de usuario aprobado por resolución particular de la CREG y expresado en precios de la Fecha Base.
- IPP_{m-1} Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el DANE para el mes $(m-1)$.
- IPP_0 Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el DANE para la Fecha Base del cargo por distribución D_{ktu} .
- tu Tipo de usuario corresponde a usuarios de Uso Residencial (AURC) y a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial (AUNR).

21 INDICADORES DE CALIDAD

21.1 Comentarios de los Agentes

Gas Natural S.A. ESP

La Resolución CREG 100 de 2003 adoptó los estándares de calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en sistemas de distribución por redes de tubería.

El numeral 2.1. de la resolución en mención define el Índice de Odorización (IO) como el "...Porcentaje de mediciones del nivel de la concentración de odorante en el gas distribuido, que se encuentran dentro del rango de referencia...".

Por su parte, el numeral 3.3 estableció que "... el distribuidor debe asegurarse de que los niveles de concentración no excedan estándares aceptables ambientalmente, definidos por la autoridad competente, o aquellos requeridos para no causar deterioro en equipos de usuarios. En todo Caso el distribuidor se hace responsable por los daños que se ocasionen en los equipos de los usuarios como consecuencia de los niveles de concentración de la sustancia odorante..."

Al respecto nos permitimos señalar la Resolución CREG 100 de 2003 fue definida posteriormente a la Resolución CREG 011 de 2003, y en ese sentido, los gastos asociados a la odorización que le permitan cumplir al distribuidor con estándares de calidad definidos, no se encuentran remunerados en el esquema regulatorio actual.

De cara al próximo quinquenio tarifario, solicitamos a la CREG incorporar dentro de la estructura de gastos de AOM los gastos asociados a esta actividad.

21.2 Respuestas a los comentarios

Aunque la Resolución CREG 100 de 2003 fue expedida posteriormente a la Resolución CREG 011 de 2003, los activos y gastos asociados al control y monitoreo de la calidad si fueron reconocidos en la aprobación de cargos.

Esto considerando lo definido en la Resolución 011 de 2003 en el literal d) del numeral 7.1.

" d) Activos asociados al control y monitoreo de la calidad del servicio

Los activos asociados al control y monitoreo de la calidad del servicio se reportarán de acuerdo con las Unidades Constructivas que se presentan en el Anexo 1 de la presente Resolución".

Así como lo establecido en el párrafo del numeral 7.4 en relación con los gastos AOM:

"Se reconocerá en forma adicional a los gastos de AOM resultantes de aplicar la Frontera de Eficiencia, los gastos de AOM para el control y monitoreo de los estándares de calidad del producto y del servicio que defina la Comisión en resolución independiente, y que no hayan sido reportados con anterioridad".

De acuerdo con estas disposiciones, la CREG solicitó a las empresas mediante circular los gastos e inversiones que demandarían por el cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 100 de 2003 y de acuerdo con esto determinó los criterios generales

para el reconocimiento de inversiones y de gastos AOM asociados a la calidad. Estos criterios fueron consignados en el Documento CREG 009 del 23 de marzo de 2004 y fueron tenidos en cuenta en el momento de aprobación de cargos solicitados en este periodo tarifario.

21.3 Propuesta

Las inversiones en calidad que tengan las empresas en su inventario de activos hasta el año anterior de la solicitud tarifaria, serán consideradas en la base de activos que se reconozcan a las empresas. Esto de acuerdo a lo que se indicó en el Documento CREG009 de 2004, como unidades válidas para la medición de los estándares de calidad definidos.

Ahora bien, para las inversiones del siguiente periodo tarifario o para mercados nuevos, las unidades constructivas para calidad han sido revisadas y ajustadas y se incluyen en el anexo 1 de este documento.

De otro lado se menciona que los indicadores de calidad definidos en la resolución CREG 100 de 2003 se revisarán y ajustarán de acuerdo con la información que ha sido reportada al SUI durante la vigencia de este periodo tarifario que culmina y en caso de requerirse se harán los ajustes en resolución aparte.

22 ESTRUCTURA DEL CARGO

22.1 Resolución CREG 011 de 2003

Actualmente los distribuidores pueden diseñar diferentes estructuras de cargos fijos y cargos variables para el cargo de distribución correspondiente a cada rango de consumo, con excepción del primer rango de consumo. Esto asumiendo un valor de alfa denominado fracción del cargo de distribución, que puede tomar valores entre cero y uno y el cual debe mantenerse por periodos de un año.

22.2 Resolución CREG 178 de 2008

La Resolución CREG 178 de 2008 que divulgó el proyecto de resolución por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tuberías, propuesta que fue soportada en el Documento CREG 115 de 2008 se planteó dejar el 100% del cargo de distribución como una componente variable. Esto teniendo en cuenta que en el periodo tarifario solo la mitad de las empresas usaron la posibilidad de utilizar una estructura de cargo fijo y variable en distribución.

22.3 Propuesta

De acuerdo con lo anterior el cargo de distribución, sólo corresponderá a una componente variable de la fórmula tarifaria.

23 CONVIVENCIA DE DOS O MÁS PRESTADORES EN UN MISMO MERCADO

23.1 Resolución CREG 011 de 2003

La metodología tarifaria consignada en la Resolución CREG 011 de 2003, establece que los cargos por uso del sistema de distribución son determinados para un mercado relevante que está conformado por el conjunto de usuarios de un municipio o grupo de municipios.

En este sentido, contempló que en caso de existir más de un Distribuidor en un mismo mercado relevante, por ningún motivo los Cargos a los usuarios deberían superar los Cargos aprobados por la Comisión para el Sistema de Distribución del mercado atendido.

23.2 Análisis y Propuesta

Aunque la actividad de distribución es considerada como de monopolio natural, se presenta que en un mismo mercado o en algunos de los municipios que conforman el mercado relevante, coexisten dos distribuidores, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 38. Mercados con más de un distribuidor

MERCADO	CARGO APROBADO	EMPRESA
Atlántico	GN	PROMIGAS S.A. E.S.P.
		GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.
Casanare Sur	GN	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP
		GASES DEL CUSIANA S.A E.S.P
Floridablanca	GN	GAS NATURAL DEL ORIENTE SA ESP
		METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
Guavatá	GN	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.
		PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.
Meta-Cundinamarca Este	GN	GASES DEL LLANO S.A EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
		MADIGAS INGENIEROS S.A E.S.P.
Meta-Cundinamarca Sur	GN	GASES DEL LLANO S.A EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
		MADIGAS INGENIEROS S.A E.S.P.
Miraflores	GN	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.
		SOCIEDAD DE UNIDAD EMPRESARIAL DE SERVICIOS PUBLICOS SA ESP
Santander-Antioquia	GN	GAS NATURAL DEL ORIENTE SA ESP
		GASES DE BARRANCABERMEJA SA ESP
Santander-Sur	GN	GAS NATURAL DEL ORIENTE SA ESP

Bolivar		METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
Yopal	GN	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP GASES DEL CUSIANA S.A E.S.P
Antioquia Sur Oriente	GNC	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
Buenaventura	GNC	GAS COMPRIMIDO DE OCCIDENTE GASES DE OCCIDENTE S. A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
Caldas No Exclusivo	GNC	COLGAS DE OCCIDENTE SA ESP GAS NATURAL DEL CENTRO SA ESP
Cesar-Magdalena	GLP Y GNC	INGENIERIA Y OBRAS SOCIEDAD ANONIMA EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS EMPRESA COLOMBIANA DE SERVICIOS PUBLICOS S.A. ESP
Popayán-Piendamó	GNC	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P.
Acacias	GN y GNC	GASES DEL LLANO S.A EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS MADIGAS INGENIEROS S.A E.S.P.
San Martin-Meta	GN y GNC	GAS DEL ARIARI S.A. E.S.P. MADIGAS INGENIEROS S.A E.S.P.
Charala	GLP	GAS DE SANTANDER S.A. E.S.P. NORTESANTANDEREANA DE GAS S.A. E.S.P. PROYECTOS DE INGENIERIA Y COMERCIALIZACION DE GAS S.A. ESP.
Ocaña	GLP	JIMELGAS SA ESP METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.
Rionegro	GLP	GAS DE SANTANDER S.A. E.S.P. NORTESANTANDEREANA DE GAS S.A. E.S.P. PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.
San Gil	GLP	GAS DE SANTANDER S.A. E.S.P. NACIONAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS S.A. E.S.P. NORTESANTANDEREANA DE GAS S.A. E.S.P. PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P. PROYECTOS DE INGENIERIA Y COMERCIALIZACION DE GAS S.A. ESP. SUMINISTRO DE GAS S.A. E.S.P. RENDIGAS

En varios de estos casos, el cargo para el mercado fue calculado de acuerdo con la solicitud tarifaria de una de las empresas y posteriormente la otra inició la prestación del servicio aplicando el cargo que le había sido aprobado a la primera.

Lo anterior implica que las inversiones realizadas por este segundo agente no han sido consideradas y es por ello que la metodología deberá prever, para la revisión tarifaria, cómo considerará, valorará y remunerará los activos de cada una de las empresas que conviven en un mismo mercado, así mismo, deberá definir las reglas para dicha convivencia.

Dentro del análisis se tienen presentes los principios de neutralidad y suficiencia financiera establecidos en la Ley.

Los casos posibles a presentarse son:

- 1) Más de un prestador con redes independientes que atienden demanda alejada
- 2) Más de un prestador con redes paralelas que podría atender la misma demanda
- 3) Más de un prestador conectado uno a la red del otro.

Para los tres casos se mantendrá la definición de un cargo único por mercado calculado con una única inversión base y una demanda total de todos los usuarios del mercado.

Tabla 39. Información a considerar en los casos cuando haya más de un prestador

CASOS ITEM	REDES INDEPENDIENTES PARALELAS	REDES INDEPENDIENTES NO PARALELAS	REDES DEPENDIENTES
BASE DE ACTIVOS	Se toma en cuenta una sola red, la más eficiente.	Se consideran las dos redes.	Se considera la totalidad de las redes
DEMANDA	Se toma la demanda total del mercado del año base	Se toma la demanda total del mercado del año base	Se toma la demanda total del mercado del año base.

Handwritten mark

Handwritten mark

INGRESOS	Cada comercializador recaudará lo correspondiente al cargo de distribución según la demanda atendida.	Cada comercializador recaudará lo correspondiente al cargo de distribución según la demanda atendida.	El comercializador pagará al distribuidor respectivo, lo correspondiente al cargo de distribución según la demanda atendida.
-----------------	---	---	--

Con el propósito de mantener la neutralidad de los usuarios, el mercado deberá tener una sola canasta de tarifas, la cual deberá ser aplicada por todos los distribuidores que presten el servicio en dicho mercado.

De acuerdo al principio de igualdad los distribuidores deberán acordar una misma canasta de tarifas aplicable al mercado relevante.

Los distribuidores comercializadores suscribirán los convenios correspondientes para el cruce de cuentas.

24 VIGENCIA DE LOS CARGOS

24.1 Resolución CREG 011 de 2003

La Resolución CREG 11 de 2003, establece que los Cargos Promedio de Distribución que aprueba la Comisión tienen una vigencia de cinco (5) años, contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución que apruebe la fórmula tarifaria específica correspondiente. Es de anotar que vencido este período, dichas fórmulas continúan rigiendo hasta tanto la Comisión no fije las nuevas.

24.2 Resolución CREG 136 de 2008

Uno de los criterios establecidos en la Ley 142 de 1994 como orientadores del régimen tarifario es la simplicidad, definido así: *"las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control"*.

En el presente Documento se ha hecho referencia a la posible conformación de los mercados relevantes de Distribución de gas por red de tubería, con lo cual en aras de dar plena aplicación al principio de simplicidad antes citado, especialmente en lo que tiene que ver con su aplicación por parte de todos los agentes partícipes del mercado y su correspondiente control por parte de las autoridades correspondientes, se considera conveniente introducir una modificación a la regla contenida en el artículo 18 de la Resolución CREG 011 de 2003 antes mencionada y establecer una correspondencia entre el período de vigencia de los cargos individuales aprobados para cada mercado relevante, con la vigencia de la metodología tarifaria. En este caso, los cargos específicos aprobados estarían vigentes hasta que la metodología de los que se derivan esté vigente.

La metodología tarifaria, tendrá, conforme al artículo 126 de la Ley 142 de 1994, una vigencia de cinco años y continuará rigiendo mientras la Comisión no fije la nueva.

Conforme al Artículo 3 de la Ley 142 de 1994, incluido dentro del capítulo relativo a los principios generales de la Ley se tiene que constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos todas las atribuciones y funciones asignadas a las Comisiones de Regulación, especialmente las relativas a, entre otras, el respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios. Esta regla, así como la contenida en el Artículo 13 de la misma Ley que dispone que los principios del Capítulo I de la Ley se utilizarán para resolver cualquier dificultad de interpretación al aplicar las normas sobre los servicios públicos a los que la ley 142 de 1994 u otras normas se refieren, y para suplir los vacíos que ellas presenten, permiten que la propuesta esté acorde con el marco legal al que está sujeta la CREG para la expedición de la presente propuesta.

Finalmente, los cargos aprobados en vigencia y desarrollo de la Resolución CREG 011 de 2003, tendrán la vigencia establecida en el artículo 18 de dicha Resolución, salvo que, conforme a las reglas contenidas en la nueva propuesta metodológica las distribuidoras se acojan a la opción establecida en relación con la modificación de los mercados relevantes.

24.3 Propuesta

De acuerdo con lo anterior, los cargos que sean aprobados con la nueva metodología, estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución mediante la que se expidió la metodología Vencido el período de vigencia de los cargos, éstos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Los cargos que hayan sido aprobados con la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 y que no hayan cumplido los cinco años, seguirán vigentes hasta que se cumpla este periodo tal y como está dispuesto en las resoluciones particulares. Sin embargo, dado que lo que se pretende es dar aplicación al principio de simplicidad, aquellos cargos aprobados con base en la Resolución CREG 011 de 2003 cuya vigencia termine habiéndose expedido la nueva metodología deberán actualizarse conforme a ésta última, para lo cual la empresa deberá solicitar su aprobación dentro de máximo, los dos meses siguientes al vencimiento del cargo los 5 años. De no presentarse la solicitud tarifaria, la CREG procederá de oficio a fijar los nuevos cargos, siempre y cuando el servicio se esté prestando en el mercado relevante correspondiente. En caso de no presentarse solicitud tarifaria y no estarse prestando el servicio en el mercado relevante el cargo aprobado en vigencia de la Resolución CREG 11 de 2003, perderá su vigencia.

25 INVERSIONES REQUERIDAS COMO CONSECUENCIA DE LA APLICACIÓN DE LA LEY 1228 DE 2008

25.1 Comentarios de los Agentes

Gas Natural S.A. ESP

Como consecuencia con la expedición de la ley 1228 de 2008 y su reglamentación a través del decreto 1389 de 2009, así como otras normas afines, las empresas de distribución se pueden ver afectadas por los trámites o convenios con las entidades públicas relacionados con la expedición de licencias de ocupación para el uso del espacio

21

44

subterráneo dentro de las correspondientes vías y/o por el desarrollo de nueva Infraestructura vial.

Estos trámites pueden incluir, entre otros, la necesidad de aceptar convenios que obliguen a las empresas a reubicar la Infraestructura instalada dentro de la franja de reserva de las vías. Este condicionamiento implica que las empresas tengan que incurrir en costos adicionales que actualmente no se encuentran remunerados dentro del cargo de distribución, para cumplir con el convenio suscrito.

En consecuencia, la metodología de remuneración debería establecer los procedimientos regulatorios por los cuales se proteja la suficiencia financiera de la empresa, y en tanto, no sean los agentes ni los usuarios quienes deban asumir los costos imputables al traslado de la infraestructura de distribución requeridos en el próximo quinquenio tarifario.

De otro lado, para el caso de desplazamientos de infraestructura ya efectuados en anteriores vigencias tarifarias, y en donde la empresa incurrió en sus respectivos costos, solicitamos a la Comisión tener en cuenta el valor de estas Inversiones en la Inversión base a remunerar en el próximo quinquenio tarifario.

Naturgas

La metodología de Distribución debería prever los efectos de una situación particular relativa a las inversiones de reubicación de redes que se vean abocadas a hacer las empresas Distribuidoras. Estas inversiones se originan a partir de los compromisos suscritos entre las entidades públicas y las empresas para la expedición de los permisos.

Antes de la expedición de la ley 1228 de 2008, las empresas tradicionalmente hacían uso de los espacios o franjas de reservas de las vías para el tendido de redes. Con posterioridad a la ley, esta posibilidad se ve condicionada por los trámites o convenios relacionados con la expedición de licencias de ocupación para el uso del espacio subterráneo dentro de las correspondientes vías. Los trámites pueden incluir, entre otros, la necesidad de aceptar convenios que obliguen a las empresas a reubicar la infraestructura instalada dentro de la franja de reserva de las vías. Este condicionamiento implica que las empresas tengan que incurrir en costos adicionales para cumplir con el convenio suscrito. Consideramos conveniente que la metodología tarifaria prevea los efectos de esta situación y establezca los procedimientos regulatorios que permitan al distribuidor recuperar los costos incurridos sin afectar su situación financiera.

Esta sugerencia tiene como propósito que el regulador reconozca la existencia de una obligación que puede no ser cuantificable al momento de hacer la solicitud de cargos, y la necesidad de contar con mecanismos regulatorios que determinen una ágil solución cuando se genere la obligación de reubicación de la infraestructura.

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Mediante radicado E-2012-002048 de Marzo de 2012, las empresas distribuidoras de gas natural manifestaron:

***5.3. Reposición Forzada de Activos**

5.3.1. Inversión No Reconocida

El Instituto Nacional de Concesiones "INCO" en el Numeral 1, Literal i, del Artículo 1 de la Resolución 063 de 2003, sujeta el otorgamiento de los permisos de ocupación de uso del suelo al compromiso del ocupante de relocalizar y/o desplazar las obras ejecutadas, por su propia cuenta y riesgo, cuando se requiera, reservándose la entidad todos los derechos y atribuciones sin que exista ninguna clase de obligación a su cargo. En el Anexo se resume la normatividad expedida sobre el particular. Las empresas de distribución, para realizar proyectos de extensión de redes de gas natural requieren de los permisos mencionados y con tal fin, deben presentar una carta de solicitud en la cual deben manifestar el compromiso de cumplir con el traslado de redes cuando lo determine el concesionario, por su cuenta y riesgo, en los sitios donde el INCO o el Concesionario le indiquen y en el término que para tal efecto se les fije.

Es necesario aclarar que el denominado "traslado de redes" en realidad corresponde a la construcción de nueva infraestructura que se pone en operación en el momento en que las redes existentes se desconectan del sistema. En la práctica resulta logísticamente imposible realizar el traslado de uno o varios tramos sucesivamente, debido al impacto en la continuidad del servicio.

En tal sentido, el efecto para el distribuidor, en caso de que el concesionario no asuma la compensación por el impacto que tienen las extensiones o ampliaciones de vías, es el hundimiento de costos contra patrimonio el prestador del servicio.

Si la infraestructura nueva tiene el mismo costo que la infraestructura existente, el Distribuidor debe hundir el costo de esta última; o Si la nueva infraestructura tiene un costo superior a la infraestructura existente, el distribuidor debe hundir el costo de esta última, más el sobre costo de la nueva infraestructura.

En adición a las disposiciones expedidas por el INCO, a nivel municipal las autoridades, en desarrollo de sus programas de readecuación y / o ampliación de las mallas viales, vienen forzando a las empresas de servicios públicos a reubicar aquellas redes que se ven afectadas por las obras realizadas, sin que haya reconocimiento de los gastos y costos que deben asumir las empresas por el traslado de la infraestructura afectada.

5.3.2. Gastos y Costos No Reconocidos

El impacto económico de los proyectos mencionados en el numeral anterior y que están curso, asociado con el no reconocimiento de los costos de reubicación de las redes afectadas y con los gastos que originan por concepto de trámites de licencias y / o permisos son significativos.

De acuerdo con estimativos del INCO, los costos relacionados con las redes de servicios públicos afectadas por el plan de concesiones que desarrolla el sector transporte, serían los siguientes:

Tabla 1. Estimativos INCO - Impacto Nuevas Vías sobre Servicios Públicos

Tabla 1. Estimativos INCO – Impacto Nuevas Vías sobre Servicios Públicos

INSTITUTO NACIONAL DE CONCESIONES - INCO						
SUBSENCIA DE GESTIÓN CONTRACTUAL						
INCORVENIENTES CON REDES DE SERVICIOS PÚBLICOS						
Nº	CONCESION	TIPO INCORVENIENTE RED	EMPRESA	LOCALIZACIÓN	LONGITUD (mts)	COSTO APROXIMADO
1	Bogotá Villavicencio	Sin inconvenientes				
2	Malla Vial del Meta	Eléctrica, Gas, Teléfonos	Electrificadora del Meta, Llano Gas, Telecom	Villavicencio	21.200	7.500.000.000
3	El Corchón Siberia La Punta El Viro Villota	Eléctrica, Gas, Teléfonos	Codensa, Telecom, Ecopetrol	El Potal, El Viro, El Chuscal, Villota		1.000.000.000
4	Bogotá Facatovich Les Alpes	Red de Gas	Ecopetrol	Mosquera	5.000	100.000.000
5	Desarrollo Vial del Oriente de Medellín	Eléctrica, Telecom, Televisión	EPSA, UNE, Talmex	Medellín, Marinilla y Santuario	5.000	400.000.000
6	Neiva Espinal Girardot	Sin inconvenientes				
7	Dauinorte	Red Eléctrica	Codensa	Chía	109	100.000.000
8	Zipequirá Palenque	Eléctrica, Acueducto, Gas, Alumbrado	ESSA, Codensa, Telecom, EAAAZ	Floridablanca, Piedecuesta	10.800	5.500.000.000
9	Santa Marta Riohacha Paraguané	Alcantarillado	Agua de la Península	Mélica; Carrapiá	877	
10	Cartagena, Barranquilla	Acueducto, Eléctrica, Fibra Óptica, Gas	Ayos, El concejato, Gobernación de	Atlántico; Barranquilla		
11	Arrensia Parassá Manizales	Acueducto, Eléctrica, Fibra Óptica, Gas	EAA Chiriquí, Electricidad Caldas			
12	Malla Vial del Valle y Cauca	Red Eléctrica	Empresas Municipales Palmira, EPSA	Palmira	22.000	3.000.000.000
SUBTOTAL					120.109	20.000.000.000

Fuente INCO, Marzo 2010

A nivel de las empresas de distribución de gas natural los costos por concepto de reubicación de redes se han venido materializando y han debido ser asumidos por las mismas.

5.3.3. Consideraciones sobre las Disposiciones del INCO y Otras Autoridades

Sin entrar a cuestionar la competencia del INCO y de otras autoridades externas a la institucionalidad sectorial, en materia de servicios públicos, cabe señalar que antes de la expedición de la Resolución 063 de 2003, los costos de traslado de la redes de servicios, motivados por la ejecución de proyectos viales, se incluían dentro del valor total de la obra pública a realizar.

La Resolución 063 de 2003 no entra a considerar que las redes de servicios públicos afectadas por un desarrollo vial, fueron construidas cumpliendo con las normas técnicas y los requisitos legales establecidos en la normatividad vigente en el momento de su instalación. En la medida en que las nuevas disposiciones del INCO en esta materia, fueron expedidas con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG-011 de 2003, esta última no podía haber previsto la necesidad de cubrir los sobrecostos que se originarían con la reubicación de redes y que las empresas han venido asumiendo durante el presente Período Tarifario.

(...)

5.4.2. Reposición Forzada de Activos

Como quiera que las empresas han sido obligadas a asumir los costos que se generan en virtud de la reubicación de redes y dados los argumentos y consideraciones expuestos

precedentemente, se solicita a la CREG la adopción de disposiciones en las que se indiquen las condiciones en las cuales las empresas podrían recuperar estos sobrecostos forzados vía tarifa, ya que como se mencionó, los mismos no han sido contemplados en la metodología que define el cargo por uso de las redes vigente y la fórmula tarifaria no prevé la inclusión de los valores correspondientes.

Se solicita en consecuencia lo siguiente:

En la Inversión Base (Inversión Existente) que se apruebe para el próximo Período Tarifario, reconocer el valor que aún no ha sido remunerado al distribuidor (activos retirados del servicio) y reconocer el valor de los activos que se instalan en su reemplazo a causa de los requerimientos del INCO o por requerimientos de otras autoridades externas a la institucionalidad sectorial. (...)

5.1.1. Respuesta a los comentarios

La Ley 1228 de 2008 “Por la cual se determinan las fajas mínimas de retiro obligatorio o áreas de exclusión, para las carreteras del sistema vial nacional, se crea el Sistema Integral Nacional de Información de Carreteras y se dictan otras disposiciones”, en sus artículos segundo y tercero estableció las fajas de retiro obligatorio en todos los linderos de las vías de la red vial nacional que se emplearán para los proyectos de “ampliación, cambio de categoría y construcción de vías nuevas”, establece fajas de retiro obligatorio o áreas de reserva o exclusión para las carreteras que forman parte de la red vial nacional, de primero, segundo y tercer orden. De igual forma, se declaran como de interés público dichas zonas de reserva, y establece los siguientes mecanismos indemnizatorios:

“ARTÍCULO 3o. AFECTACIÓN DE FRANJAS Y DECLARACIÓN DE INTERÉS PÚBLICO. Para efecto de habilitar las zonas de reserva, se declaran de interés público las franjas establecidas en el artículo 2 de la presente ley.

PARÁGRAFO 1o. En cumplimiento de lo establecido en el artículo 35 de la Ley 105 de 1993, el Gobierno Nacional, a través de las entidades adscritas al Ministerio de Transporte que tengan la función de administrar la red vial nacional, los departamentos, los distritos especiales y los municipios, cuando se requiera la ampliación, cambio de categoría y construcción de vías nuevas, procederán a adelantar los trámites administrativos correspondientes para la adquisición de las fajas establecidas en el artículo 2 de la presente ley.

PARÁGRAFO 2o. Las respectivas autoridades deberán hacer las reservas presupuestales correspondientes para el pago de las indemnizaciones a que haya lugar una vez decidan adelantar la ampliación de las vías actuales, la construcción de carreteras nuevas o el cambio de categoría con fines de ampliación. Para tal efecto lo podrán hacer mediante compensación con gravámenes de valorización a través de las entidades administradoras de la red.

PARÁGRAFO 3o. Los Concejos Distritales y Municipales podrán autorizar a los alcaldes la compensación parcial o total de los pagos de las indemnizaciones que se deban hacer por las franjas afectadas con cargo y de manera proporcional a impuesto predial que recaiga sobre el predio del cual se reservó la franja”.

De igual manera determina cuándo no son procedentes las indemnizaciones:

“ARTÍCULO 4o. No procederá indemnización de ningún tipo por obras nuevas o mejoras **que hayan sido levantadas o hechas en las fajas o zonas reservadas a que se refiere la presente ley con posterioridad a su promulgación.** Tampoco procederá indemnización alguna por la devolución de las fajas que fueron establecidas en el Decreto-ley 2770 de 1953 y que hoy se encuentran invadidas por particulares. En estos casos las autoridades competentes deberán iniciar los procesos de restitución de bienes de uso público, dentro de los dos (2) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente ley.

Los gobernadores y los alcaldes, de conformidad con lo dispuesto en el párrafo 2o del artículo 13 de la Ley 105 de 1993, deberán proteger y conservar la propiedad pública representada en las fajas de terreno adquiridas por el Gobierno Nacional, las gobernaciones o por las alcaldías en virtud del Decreto-ley 2770 de 1953, al igual que las que se adquieran conforme a lo establecido en la presente ley. Estarán igualmente obligados a iniciar inmediatamente las acciones de recuperación en caso de invasión de estos corredores.

PARÁGRAFO. Los gobernadores y los alcaldes, enviarán mensualmente al Ministerio de Transporte, al Ministerio de Defensa, Policía Nacional de Carreteras, y al Ministerio del Interior y de Justicia una relación de los procesos de restitución que hayan iniciado en cumplimiento de este artículo con el fin de hacerles seguimiento”.

La mencionada Ley establece algunas obligaciones para los propietarios de los predios adyacentes a las zonas de reserva, otras prohibiciones para los curadores urbanos y autoridades urbanísticas y prohíbe, entre otras a las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios de gas, de **“dotar de los servicios que prestan a los inmuebles que se construyan a partir de la entrada en vigencia de esta ley en las áreas de exclusión”.**

Así mismo, establece la citada norma que **“Mientras se pone en marcha el Sistema Integral Nacional de Información de Carreteras, en lo que respecta a las carreteras futuras, los mencionados funcionarios, antes de aprobar la instalación del servicio deberán consultar con el Ministerio de Transporte y con las entidades competentes en las entidades territoriales sobre los proyectos, planes y trazados de carretera futuras”.**

Este sistema, por mandato de la ley, es de obligatoria consulta, una vez puesto en marcha, para, entre otras entidades, **“las empresas prestadoras de servicios públicos, previa la concesión de permisos de construcción, reformas y mejoras o de dotación de servicios públicos domiciliarios”.**

Por su parte, el Decreto 1389 de 2009, reglamentario de la Ley 1228 de 2008 dispone que la entidad pública que tenga a cargo la vía dentro de la zona de exclusión de que trata el artículo 2 de la ley 1228 de 2008, deberá, para efectos de otorgar permisos para la construcción de accesos, instalación de tuberías, redes de servicios públicos, canalizaciones, ductos, obras destinadas a seguridad vial, traslado de postes, transporte de hidrocarburos o cruces de redes eléctricas de alta media o baja tensión, establecer los requisitos que debe cumplir el interesado en el trámite.

En lo que respecta a la Ley 1228 de 2008, el Plan Nacional de Desarrollo, adoptado mediante Ley 1450 de 2011 en su artículo noventa y siete (97) establece que,

“Para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte, en los cuales se requiera el traslado o reubicación de redes de servicios públicos domiciliarios y TIC, instaladas con anterioridad a la vigencia de la Ley 1228 de 2008, el Gobierno Nacional definirá un esquema de responsabilidades intersectoriales que permita articular el desarrollo de las inversiones en los diferentes sectores. Esta reglamentación estará orientada bajo los principios de equidad, eficiencia económica, celeridad, suficiencia financiera, prevalencia del interés colectivo y neutralidad, evitando que se generen traslado de rentas de un sector a otro.

El esquema a desarrollar podrá considerar entre otros, criterios como la vida útil de las redes a ser trasladadas, el estado de las mismas, sus necesidades de reposición o modernización. Bajo este marco, las Comisiones de Regulación de los servicios públicos domiciliarios incorporarán en la regulación las medidas necesarias para cumplir con dicho esquema”.

El Gobierno Nacional no ha expedido aun el esquema de responsabilidades de que trata la norma citada, por lo cual, conforme a los mandatos superiores antes mencionados, la CREG deberá estarse a lo que se decida en dicho reglamento para incorporar las medidas necesarias y en el momento en que la reglamentación se produzca.

De otro lado, la Resolución 063 de 2003 del INCO determinó el siguiente procedimiento para otorgar los permisos para la ocupación temporal mediante la construcción de accesos, de tuberías, redes de servicios públicos, canalizaciones, obras destinadas a seguridad vial, traslado de postes, cruce de redes eléctricas de alta, media o baja tensión, en la infraestructura vial nacional de carreteras concesionadas a cargo del Instituto Nacional de Concesiones.

“1. Presentación de solicitud del permiso. La autoridad regional o entidad interesada, sea pública o privada, deberá presentar al Gerente General del INCO solicitud de permiso por escrito, en original y dos copias, debidamente suscrita por el representante legal, al cual se anexe:

- a) Certificado de existencia y representación legal, si se trata de persona jurídica de derecho privado;*
- b) Plan de manejo ambiental en el caso de que se requiera;*
- c) Plan de manejo del flujo vehicular durante la construcción y en la operación del proyecto con descripción de la señalización preventiva a utilizar;*
- d) Identificación exacta de cada uno de los puntos donde se van a realizar los trabajos en la carretera, de acuerdo con el sistema de referenciación del Invías;*
- e) Descripción técnica del proyecto, cronograma de ejecución y planos correspondientes;*

- f) Tiempo estimado de duración de los trabajos solicitados;
- gj Costos estimados de las obras objeto de la solicitud de permiso a realizarse en la zona de carretera;
- hj Descripción de la señalización preventiva a adoptar en el sitio de los trabajos durante la ejecución del mismo;
- i) **Manifestación escrita del representante legal de la entidad peticionaria del proyecto, donde se exprese que en caso de que el INCO y/o la Concesionaria, requieran ejecutar modernizaciones, ampliaciones, ajustes en el alineamiento, obras complementarias, construcción de puentes vehiculares, construcción de puentes peatonales, enlaces a nivel o desnivel, obras de drenaje o subdrenaje, construcción de ciclovías, andenes o pasos peatonales, o cualquier otro cambio en la zona utilizada para la obra, lo podrá hacer sin autorización alguna del peticionario del permiso, quien a su vez procederá a desplazar las obras ejecutadas por él que se encuentren en la zona de carretera, por su cuenta y riesgo a los sitios donde el INCO o el Concesionario le indiquen y en el término que se les haya fijado. Si fuere posible reinstalar las obras en la zona de la carretera, se deberá solicitar la actualización del permiso concedido⁴¹. (Subrayado fuera del texto original)**

Según las directrices establecidas para la obtención de un permiso para la ocupación temporal de carreteras concesionadas, se establece entre otros que el solicitante deberá:

" Donde se exprese que en caso que el INCO y/o la Concesionaria, requieran ejecutar modernizaciones, ampliaciones, ajustes en el alineamiento, obras complementarias, construcción de puentes vehiculares, construcción de puentes peatonales, enlaces a nivel o desnivel, obras de drenaje o subdrenaje, construcción de ciclovías, andenes o pasos peatonales, o cualquier otro cambio en la zona utilizada para la obra, lo podrá hacer sin autorización alguna del peticionario del permiso, quién a su vez procederá a desplazar las obras ejecutadas por él que se encuentran en la zona de carretera, por su cuenta y riesgo a los sitios donde el INCO o el Concesionario le indiquen y en el termino que se les haya fijado. Si fuere posible reinstalar las obras en la zona de la carretera, se deberá solicitar la actualización del permiso concedido. Resolución 063 de 2003 artículo 1, numeral 1, literal i.⁴²*

Con ocasión de la reforma institucional⁴³, se cambió la naturaleza jurídica del Instituto Nacional de Concesiones -INCO de establecimiento público a Agencia Nacional Estatal de Naturaleza Especial, del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, financiera y técnica, que se denominará Agencia Nacional de Infraestructura, adscrita al Ministerio de Transporte.

Teniendo en cuenta que las empresas son autónomas en el diseño del trazado de su infraestructura lo cual podría no contemplar el paso por la infraestructura vial nacional de carreteras concesionadas y en consecuencia asumir los riesgos derivados de los

⁴¹ Artículo 1 Resolución 063 de 2003

⁴² Tomado de:

http://www.gobiernoenlinea.gov.co/web/guest/home;jsessionid=27DFB5E8F48D197BBFFBA5CE72C6C386?p_p_id=GovBuilderPdfServicesViewer_WAR_govservicesviewerportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=exclusive&p_p_mode=view&_GovBuilderPdfServicesViewer_WAR_govservicesviewerportlet_serviceld=3166

⁴³ Decretos 4165 de 2011 " Por el cual se cambia la naturaleza jurídica, cambia de denominación y se fijan otras disposiciones del Instituto Nacional de Concesiones -INCO"

permisos correspondientes, no se considera pertinente acceder a las peticiones de los prestadores. En este orden de ideas y dado las implicaciones de un usar los corredores públicos, de a propuesto el reconocimiento del pago de servidumbres.

No obstante lo mencionado anteriormente, eventualmente se considera que, conforme a los postulados de ley, las distribuidoras podrían acudirse a los mecanismos excepcionales previstos en la Ley 142 de 1994 para la solicitud del reconocimiento de los sobre costos que pudiesen originarse y que afecten los intereses de las empresas y/o de los usuarios en los términos del artículo 126 de la citada norma. Por lo anterior, no es procedente en la metodología general incluir lo solicitado por los agentes, en tanto se trata de situaciones y circunstancias particulares y eventuales, sujetas a trámites ante otras entidades, que, en caso de presentarse, deberán sustentarse y presentarse ante la CREG conforme a los mecanismos establecidos en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

26 BY-PASS FÍSICO DE USUARIOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

26.1 Comentarios de los Agentes

Gas Natural

“Queremos manifestar nuestra creciente preocupación por la tendencia de solicitudes de by pass a las redes de distribución por parte de grandes usuarios y estaciones de GNV. Estas solicitudes van por lo general acompañadas de ofertas de suministro por parte de los productores o agentes comercializadores puros...”

26.1.1 Respuesta a los comentarios

De acuerdo con la problemática planteada por los agentes y teniendo en cuenta que los sistemas de distribución y los sistemas de transporte tienen la característica de ser monopolios naturales, considerando que presentan grandes economías de escala y que requieren altos costos de capital. Es claro que una posibilidad descontrolada de migración de demandas de usuarios conectados a sistemas de distribución a sistemas de transporte lleva a ineficiencias económicas, debido a que se puede presentar: (i) duplicidad en inversiones para una misma demanda; (ii) subutilización de las redes y (iii) ineficiencia en inversiones; con el consecuente detrimento económico para el mercado medio y los respectivos incrementos tarifarios para los usuarios.

Por lo anterior, la CREG expidió la Resolución CREG 171 de 2011 en la cual estableció que un Transportador no podrá autorizar el acceso a los gasoductos de su propiedad, a usuarios, que en el momento de la solicitud de conexión, se encuentren conectados a un Sistema de Distribución o puedan conectarse a un sistema de Distribución. Esto con el propósito de promover la prestación eficiente del servicio de gas natural así como las condiciones de seguridad involucradas en ésta. La norma cita:

“ARTÍCULO 1. *Modificar el numeral 2.1.1. del RUT, el cual quedará así:*

“2.1.1 Compromiso de Acceso

a. Todo Transportador debe garantizar el acceso a los Sistemas de Transporte y a

los servicios de transporte, de forma no discriminatoria y de acuerdo con lo establecido en el presente RUT.

Los Transportadores de Gas Natural por tubería permitirán el acceso a los gasoductos, de su propiedad o que se encuentren bajo su control, a cualquier Productor-comercializador, Distribuidor, Usuario No Regulado, Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador, Almacenador, y en general a cualquier Agente que lo solicite. Dicho acceso deberá ofrecerse a cualquier Agente en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el RUT y demás disposiciones que expida la Comisión.

b. Condiciones para autorizar el acceso a los sistemas de transporte por parte de usuarios conectados o que puedan conectarse a sistemas de distribución:

Los Transportadores de gas natural por tubería no podrán autorizar el acceso a los gasoductos de su propiedad o que se encuentran bajo su control, a cualquier Usuario Regulado o Usuario No Regulado, que en el momento de la solicitud de conexión se encuentre conectado a un Sistema de Distribución o pueda conectarse a un Sistema de Distribución.

Los Transportadores sólo podrán aceptar el acceso de un Usuario Regulado atendido a través de un comercializador o de un Usuario No Regulado conectado previamente a un Sistema de Distribución o que se pueda conectar a un Sistema de Distribución, cuando como consecuencia de condiciones técnicas (flujo, presión, volumen, calidad del gas, entre otras) o de seguridad, la demanda de dicho Usuario no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio.

El Usuario que esté conectado o se pueda conectar a un Sistema de Distribución y que por las razones antes señaladas solicite el acceso al Transportador deberá presentarle a éste un documento expedido por el Distribuidor en donde se indiquen las razones técnicas del por qué no le es posible prestarle el servicio a dicho Usuario.

Para los efectos del literal b de este artículo, cuando se hace referencia al acceso a un Sistema de Distribución por parte de un Usuario No Regulado, se debe entender que esta expresión no incluye a los "Distribuidores-Comercializadores".

Las disposiciones del literal b de este artículo se aplican a las conexiones de inmuebles o predios, sin importar cualquier modificación relativa a la propiedad, posesión, tenencia, usufructo, administración o similares que pueda ocurrir en relación con éstos".

27 DISTRIBUCIÓN DE GAS ATRAVÉS DE GASODUCTOS VIRTUALES

Se ha implementado una nueva modalidad de prestación del servicio de gas a usuarios a través de gas natural comprimido en domicilios o que es nombrado prestación a través de gasoducto virtual. Es de anotar que la Comisión solo ha regulado esta prestación del servicio cuando el GNC es transportado es comprimido en una estación de compresión, luego es transportado en camión hasta una estación de descompresión en donde es

inyectado a una red de distribución para atender un mercado. La prestación de este servicio a cada usuario con camión no ha sido regulado. Por lo tanto, la CREG ha decidido establecer reglas para este tipo de servicio hasta tanto se defina una metodología sobre el tema.

Figura 24. Distribución Mediante Gasoducto Virtual



Quienes presten la actividad de distribución de gas natural a través de gasoductos virtuales deberán cumplir como mínimo las siguientes condiciones hasta tanto la CREG fije la metodología y demás condiciones para la prestación del servicio a través de este medio.

1. Conforme a la Ley 142 de 1994, deberán estar constituidos como Empresa de Servicios Públicos "ESP".
2. El gas objeto de la distribución mediante esta tecnología podrá ser adquirido por el prestador directamente al Productor Comercializador o a otro Comercializador, desde el punto de salida de un campo de producción o desde el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte SNT.
3. Acoger el cargo de distribución establecido por la CREG para el mercado relevante en el que presten el servicio para los usuarios regulados que atiendan. En el caso de que no haya cargos aprobados, deberán hacer la solicitud de cargo de distribución a la CREG.
4. No podrán exigir a quienes soliciten el servicio, ningún activo de conexión adicional a la acometida y el medidor establecido en la regulación.
5. Los prestadores de gas natural mediante gasoductos virtuales deberán cumplir con todas las obligaciones establecidas para los prestadores del servicio público domiciliario de gas por redes de tubería, que conforme a la tecnología empleada les sea aplicable.

28 COSTO DE EMPAQUETAMIENTO

28.1 Comentarios de los Agentes

Gas Natural S.A. ESP

"Gas Natural considera adecuado que de cara a la próxima propuesta metodológica para remuneración de la distribución, la CREG considere la remuneración del gas de empaquetamiento en sistemas de distribución, incluyendo este costo en la inversión base de distribución, como un activo no depreciable, así como está planteada la propuesta normativa de remuneración de la actividad de transporte en lo que este particular se refiere (Artículo 5.4 de la Resolución CREG 022)."

26

AW

Lo anterior, se sustenta en que al igual que los sistemas de transporte, los agentes distribuidores deben mantener importantes cantidades de gas”

28.2 Respuesta a los Comentarios

Es de indicar que los sistemas de transporte y de distribución pueden tener características en relación con longitudes, presiones y diámetros de tubería diferentes y que no necesariamente lo que se reconozca a la actividad de transporte deberá reconocerse en la actividad de distribución.

28.3 Análisis y Propuesta

Es de anotar que establecer la cantidad de gas empaquetado y el gasto asociado a este gas es un proceso complejo en el proceso de cargos, debido a que requiere verificación por parte de la CREG. Así mismo, dicho valor es una porción muy pequeña en relación con las inversiones y costos que se le reconocen al distribuidor; esto se deduce de lo que se reconoce a los transportadores. Por esto se propone no adelantar en la metodología el reconocimiento de este costo.

29 BIBLIOGRAFIA

Bernstein, J & Sappington, D. (1998). *Setting the X factor in price cap regulations plans*. NBER Working Papers Series. Working paper # 6622.

Bhattacharyya, S & Govinda, T. (2009). *Modelling energy demand of developing countries: Are the specific features adequately captured*. Energy Policy, Vol. 38 Issue 4. pp. 1979-1990.

Bose, R & Megha, S. (1999). *Elasticities of electricity demand in India*. Energy Policy, Vol. 35 Issue 1. pp. 137-146.

Cameron, C & Trivedi, P. (2005). *Microeconometrics: Methods and applications*. Cambridge University Press.

EAFIT. (2002). Informe Resultados: *Asesoría para la estimación del factor de productividad (X) de las actividades de distribución y comercialización a usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible*.

EAFIT. (2007). Informe Final: *Revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP*.

Filippini, M & Shonali, P. (2004). *Elasticities of electricity demand in urban Indian households*. Energy Policy, Vol. 32, Issue 3, pp. 429-436.

Hsiao, C. *Analysis of Panel Data*. (2003). Cambridge University Press.

Nicholson, W. (2005). *Microeconomic Theory: Basic Principles and Extensions*. Thomson.

Ray, S & Desli, E. (1997). *Productivity Growth, Technical Progress, and Efficiency Change in Industrialized Countries: Comment*. The American Economic Review. Volume 87 # 5.

SANIG. (2009). *Consultoría para la evaluación de la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería. Informes I, II, III y IV.*

21

100

30 ANEXO 1- Metodología de Actualización Unidades Constructiva

30.1 Antecedentes

Para establecer la metodología tarifaria vigente para la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tuberías, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en el año 2001 contrató un estudio que permitiera definir o estandarizar los elementos constructivos que componen los sistemas de distribución de gas, ante la gran dispersión existente en descripción como en costos de los activos presentados por los agentes en sus solicitudes tarifarias en el periodo anterior al año 2001.

Durante el proceso de dicho estudio y de consulta de la metodología propuesta en ese entonces, se solicitó información a los distribuidores sobre precios de los insumos y costo de las actividades constructivas para las redes de tuberías, de estaciones de regulación de presión y de otros activos como los de calidad y de control de los sistemas. En la solicitud de información se aclaró a los agentes que en los costos de las obras se incluyeran los correspondientes a diseños, interventorías, permisos y licencias, estudios técnicos, planos, etc. No se consideraron servidumbres por cuanto en esa fecha las redes se trazaban y construían sobre vías públicas.

En el caso de las obras civiles y mecánicas de las tuberías, los costos de los insumos y de las actividades constructivas, presentaron igualmente una gran dispersión. Se determinó en la mayoría de los casos tomar un promedio de los valores presentados por los agentes o un valor definido por el consultor con base en su experiencia constructiva, cotizaciones o en la de fuentes especializadas. Como consecuencia de ello, en algunos mercados los costos eficientes definidos en la Resolución CREG 011 de 2003 pueden ser ajustados a la realidad, y en otros ser deficitarios o superavitaros.

En el proceso de definir la nueva metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización para el próximo periodo tarifario, la Comisión consideró necesario la actualización de los costos eficientes de las unidades constructivas existentes y la definición de nuevas unidades que pudieran presentarse, como resultado de los avances tecnológicos de materiales o en mayores exigencias constructivas en las grandes ciudades o de seguridad en la operación de las redes de distribución.

Para la ejecución del estudio de actualización de unidades constructivas se partió del hecho de que los rendimientos en cada actividad no se ajustarían, ni el factor de AIU (Administración, Imprevistos y Utilidad). También se consideró que los costos eficientes actualizados, que pueden ser objeto de ajuste y aceptación por la Comisión, y las nuevas unidades constructivas regirán hacia el futuro.

Para la actualización de las Unidades Constructivas de distribución de gas por redes de tuberías, se consideró conveniente mantener las UC definidas en la Resolución CREG 011 de 2003 y adicionar grupos que recogieran las mayores especificaciones constructivas y de seguridad, aplicando los indexadores macroeconómicos para actualizar los precios de las mismas.

76

100

30.2 Comentarios de los Agentes

Los agentes que presentaron comentarios al informe final son: Empresas Públicas de Medellín ESP. (E-2010-006368), Gases de Occidente S.A. ESP. (E-2010-006372), Surtigas S.A ESP. (E-2010-006375), Gas Natural S.A. ESP. (E-2010-006380) y Gases del Caribe (E-2010-006403).

Los comentarios se resumen en los siguientes aspectos:

Empresas Públicas de Medellín ESP.

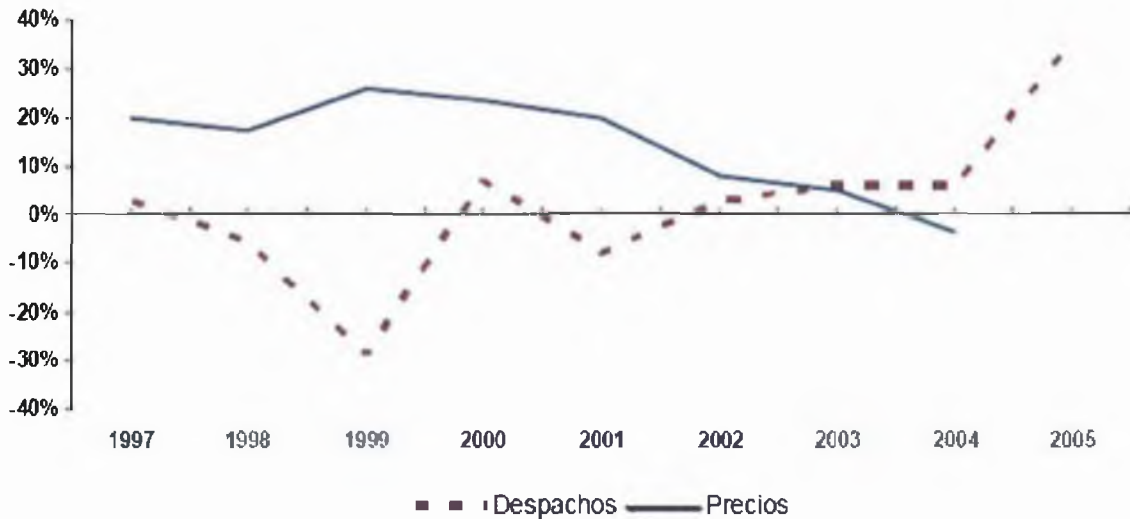
- a) Los costos totales actualizados de las UC de tuberías no reflejan los incrementos de precios de las tuberías de acero, del concreto y asfaltos en el periodo 2001-2009.

Respuesta:

En cierto sentido la empresa tiene razón, porque el índice que se había propuesto para actualizar las tuberías no refleja el incremento en los precios del acero y el polietileno.

En cuanto al concreto, el incremento en el precio del cemento tuvo variaciones negativas y positivas en el periodo analizado (2001-2010), manteniéndose estable relativamente desde el año 2006. Puesto que el cemento es una porción del concreto, alrededor del 12 por ciento, consideramos que el índice de precios del concreto está dentro del propuesto para materiales de construcción.

Gráfica 1. Variación del precio del cemento



Fuente: <http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/economia/tesis16.pdf>

Con respecto al asfalto, el precio nacional ha tenido grandes variaciones tanto positivas como negativas, como se indica más adelante.

Gráfica 2. Precios vigentes del asfalto en Colombia a diciembre de 2001

26

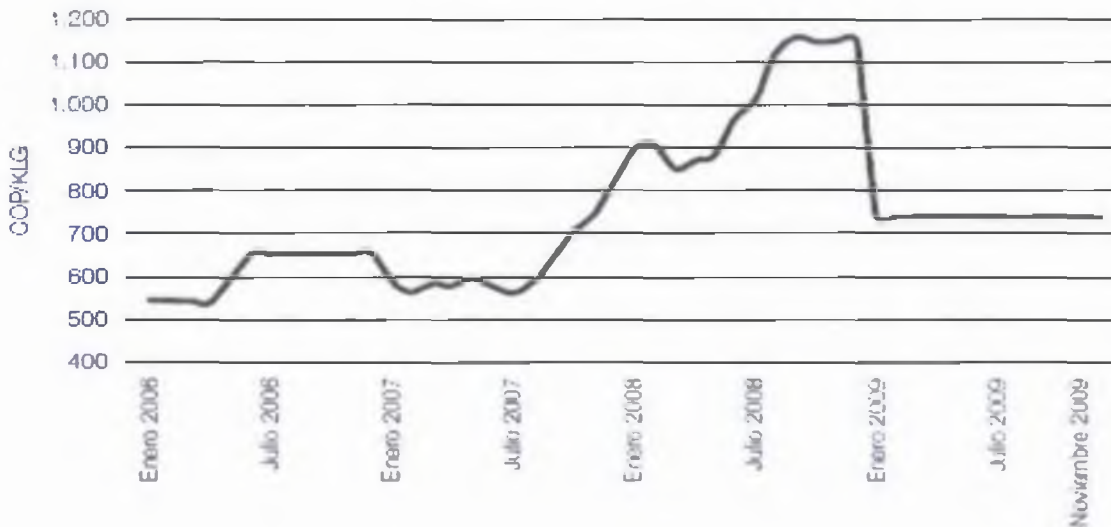
26

Precios vigentes a partir de: 1 de diciembre de 2001							
Producto	Unidad	Pago de contado			Pago a 30 días		
		Precio contado	Impuesto IVA 16%	Precio de factura	Precio a 30 días	Impuesto IVA 16%	Precio de factura
ASFALTOS							
70/90 BARRANCABERMEJATON		271.406,00	43.424,98	314.830,98	278.191,16	44.510,58	322.701,73
60/80 CARTAGENA	TON	295.422,00	47.287,52	342.689,52	302.807,56	48.449,21	351.256,76
60/80 APIAY	TON	214.181,00	34.268,96	248.449,96	219.535,53	35.125,88	254.661,21

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/PRECIOS/Precios%20de%20los%20productos%20industriales/2001/diciembre.htm>

Los saltos grandes en el precio del asfalto se dieron a partir del año 2008 y en el 2010 fue de \$840.000 tonelada. Del incremento del asfalto, solo es trasladable al pavimento el 5,5%, ya que de la mezcla asfáltica para pavimentar, el asfalto que sale de las refinерías de Ecopetrol es de ese volumen (Fuente: www.ecopetrol.com.co).

Gráfica 3. Precio del asfalto



Fuente: Gerencia de Petroquímicos e Industriales de Ecopetrol.

- En conclusión, podemos aceptar que las variaciones en el precio del asfalto están comprendidas dentro del índice de precios de materiales.
- b) El incremento en los precios para los diferentes diámetros de PE-1001 asfalto no es uniforme.

Respuesta:

El incremento no puede ser uniforme completamente. Sin embargo, con la actualización del índice de cada UC y no por grupos, es más uniforme.

- c) En las UC de PE en concreto, se debería separar la de andenes peatonales de las de vías en pavimentos de concreto.

Respuesta:

En general, las tuberías de polietileno hasta de 1" van bajo andén el 90% y el resto en cruces de vías. La UC definida reconoce adecuadamente los componentes de costos.

- d) La Comisión deberá aclarar qué se incluye en los costos de AIU, esto debido a que en concepto del Consultor el AIU no era objeto de análisis dentro del estudio y para las distribuidoras existen algunos ítems, tales como costo de interventoría, impuestos y otros asociados, que no han sido tenidos en cuenta y que afectan de manera sustancial la remuneración de las distribuidoras

Respuesta:

En el Informe Final del estudio de UC desarrollado en el año 2001, dentro de las consideraciones generales se expresó *"Adicionalmente, las UC por definición, deben ser completas, construidas o instaladas. Como tal, sus costos eficientes incluyen todos los suministros, materiales y equipos que la conforman, y los costos de la mano de obra y del equipo necesario para su construcción y montaje. También incluyen los costos inherentes a su diseño, pruebas y gastos de administración, imprevistos y del capital durante la etapa de construcción, gestión ambiental, interventoría, certificaciones e impuestos"*.

Se aclara, sin embargo que las servidumbres no quedaron contempladas dentro de los costos de las UC.

Para el caso de EPM, la empresa solicita el reconocimiento de un impuesto que es aplicado sólo para las empresas de carácter público. La alternativa es reconocerlo como una UC especial, especificando que no será ampliado a nuevos tributos en el futuro.

- e) Los valores propuestos para las UC de polietileno de media densidad en zona verde cubren parcialmente los costos EPM, en algunos casos como el de las tuberías de anillo (3/4, 1 y 2 pulgadas), hasta en el 50% y menos.

Respuesta:

Se revisaron las volumetrías y se incluyó el reconocimiento de material de préstamo de la reposición del empedrado.

Gases de Occidente S.A. ESP.

- a) En el análisis de las UC de la Res 011 de 2003, se reconoce el 0.4% de excavación en roca, siendo el valor real de entre 9% y 10%, Solicita revisión de este punto.

Respuesta:

Como se aclaró desde el comienzo, los rendimientos considerados en el modelo original no son sujetos de revisión en el estudio. Sin embargo, se ha reconocido una

mayor volumetría de excavación en roca para tuberías de PE en concreto, andén y zona verde.

- b) Los costos de los Sistemas de Calidad ISO 9001, ISO 18001 e ISO 14001 no hacen parte del informe final.

Respuesta:

En cuanto a los costos de implementación, se consideran dentro de los "otros activos". Los gastos de AOM de los sistemas de calidad quedan incluidos dentro de los gastos de cada una de las actividades de distribución y comercialización.

- c)Cuál es el monto reconocido de perforación neumática en las UC normales. En las UC de Andén Tableta, no se encuentra en la Res 011 de 2003 que se instale concreto de base para colocar la tableta. Además se reconoce entre 150 m² y 240 m² por km, siendo en realidad que con ancho de zanja de 30 cm el equivalente es 300 m².

Respuesta:

De acuerdo con el estudio de Itansuca se consideró para la UC Andén-Tableta un 50 % de perforación neumática y en consecuencia un 50% de concreto de base. Como resultado de lo anterior, los valores presentados de 150 y 240 m², son adecuados.

Surtigas S.A. ESP.

- a) Para las ERP las áreas de los lotes deben ser de 180 m² y no 10 y 15 m², de acuerdo con la norma NTC 3949 página 4.

Respuesta:

La propuesta mantiene el reconocimiento de los costos de los terrenos aparte de las UC de estaciones de regulación, tal como se estableció en la Resolución CREG 011 de 2003.

- b) En las UC de ZV se requiere material de préstamo

Respuesta:

Igual respuesta al último punto de los comentarios de EPM.

- c) No se reconocen las servidumbres para las expansiones ni los impuestos de los entes municipales.

Respuesta:

Se propone en el tema de las servidumbres es reconocerlos como el costo de los terrenos.

- d) En las UC de estaciones no se reconocen los dos filtros en paralelo y por razones de continuidad del servicio se requieren para mantenimiento.

Respuesta:

De acuerdo con la normatividad no se requieren. Sin embargo, el costo de un filtro está entre el 2% y 7% del costo eficiente de las ERP propuestas.

- e) Las excavaciones para tuberías de acero de 2" en adelante deben tener ancho mínimo de 0.60 m.

Respuesta:

La solicitud no tiene soporte normativo. Sin embargo, entre los grupos propuestos se han definido anchos entre 40 y 60 cm.

- f) Los laboratorios metrológicos se deben reconocer de acuerdo con los artículos 33 y 34 del decreto 2269 de 1993.

En cuanto a los costos de implementación, serán considerados dentro de los "otros activos". Los gastos de AOM irán dentro de los gastos de cada actividad de distribución o comercialización.

Gas Natural S.A. ESP.

- a) UC de acero. No es adecuada la valoración de los componentes por porcentajes, ni el valor insignificante de la obra civil en diámetros grandes.

Respuesta:

Las UC del mercado de Bogotá quedan ubicadas en el grupo D de la nueva estructura de UC de tuberías propuestas, que recoge las exigencias del IDU.

A medida que los diámetros de tubería aumentan, igual lo hace su precio, y en consecuencia el componente de obra civil se reduce porcentualmente frente al total del costo de la UC.

- b) UC de Estaciones. El precio propuesto es inferior a los costos actuales.

Respuesta:

Los precios de las ERP son los precios de las UC existentes incluyendo el valor del tren de regulación en bypass, actualizados por factores macroeconómicos. Los costos definidos son adecuados.

Gases del Caribe S.A. ESP.

- a) Los valores propuestos en la Tabla 22 disminuyen con respecto a los planteados en la Res. 011 de 2003.

Respuesta:

Los factores de actualización propuestos son mayores a 1. Si se refiere a que crecen menos que el IPP total, la situación se corrigió y el incremento promedio es del 68% (el IPP total creció en el mismo periodo 52% y el IPC el 62%).

- b) SIG. La cartografía se debe considerar como una UC ya que es inherente a la operación del sistema de distribución.

Respuesta:

Serán considerados dentro de los "Otros Activos", como de hecho fueron remunerados en aquellos mercados que presentaron las inversiones.

- c) Laboratorio de metrología por exigencia del Decreto 2269

Respuesta:

Serán considerados dentro de los "Otros Activos" o como Unidades Especiales.

- d) Servidumbres. No se pueden considerar dentro del AIU.

Respuesta:

Serán considerados como los terrenos.

- e) La interventoría no debe ser parte del AIU

Igual respuesta a uno de los comentarios de EPM.

- f) Cantidad de válvulas y accesorios son mayores a las reconocidas. Por seguridad del sistema y para cumplimiento de estándares de calidad se requieren más que por la norma.

Respuesta:

No existe soporte normativo. Sin embargo, se han considerado el doble de válvulas de acero, bridas y cajas para válvulas por kilómetro de tubería, con respecto a las UC de la Resolución CREG 011 de 2003.

30.3 Conclusiones sobre los comentarios de los agentes

- a) El rango de UC propuestas recoge la mayoría de las exigencias y variaciones en la construcción de los sistemas de distribución de gas.
- b) Es cierto que los costos eficientes de las UC se basan en muchos casos en promedios de costos presentados que difieren ampliamente entre empresas distribuidoras, pero se trata precisamente de establecer un costo lo más cercano al eficiente con unos márgenes de tolerancia que permitan a las empresas ajustarse a ellos.

- c) Modificando el índice macroeconómico para actualización de los precios de las tuberías, se resuelven muchas de las inquietudes presentadas por las empresas frente a los costos eficientes de las UC de tuberías, tanto de acero como de polietileno.
- d) La mayoría de las solicitudes de incluir el reconocimiento de un equipo más dentro de las UC de estaciones, son de poca importancia por el peso relativo de su costo dentro del costo total de la UC.

30.4 Metodología de Actualización

Para la metodología de actualización de las UC de gas y sus costos eficientes se realizó como primer paso la revisión de las hojas de cálculo del estudio anterior, para corregir posibles errores en el cálculo de las cantidades y volumetrías en cada una de las actividades que componen una UC de tubería.

a. Actualización de las Unidades Constructivas para valorar la inversión existente.

Las unidades constructivas existentes son las contenidas en las resoluciones aprobatorias de los cargos de distribución durante la vigencia de la Resolución 11 del 2003.

Para los costos de las unidades constructivas existentes se tomo los valores a diciembre de 1996 y se actualizó a precio de diciembre de 2011 con el Índice de Precios al Productor- IPP.

Cada valor de los costos de las unidades constructivas existentes, se multiplicó por el factor resultante de dividir el IPP de dic. 2011 sobre IPP dic. 1996. En la tabla 1 se indica el IPP para los años 1996 y 2011, así con el IPP resultante.

Tabla 30.4.1. Índice de Precios del Productor

FECHA	IPP
Dic-96	43,02
Dic-11	118,9
IPP _r	2.76383

El IPP resultante se calcula con la siguiente ecuación:

$$IPP_r = \frac{IPP \text{ dic } 2011}{IPP \text{ dic } 1996}$$

Los costos actualizados a diciembre del 2011 para las unidades constructivas de cada empresa por la inversión existente se presentan a continuación.

Tabla 30.4.1.1 Empresa Gas Natural S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011

Handwritten marks: 20, 101

Sesión No. 530

TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	161,5	446,4
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	161,5	446,4
TA8AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE ACERO DE 8" EN ASFALTO	km	317,9	878,5
TA10AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE ACERO DE 10" EN ASFALTO	km	317,9	878,5
TA14AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE ACERO DE 14" EN ASFALTO	km	317,9	878,5
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE ½" EN CONCRETO	km	8,6	23,7
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE ¾" EN CONCRETO	km	8,6	23,7
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	8,6	23,7
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	8,6	23,7
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	8,6	23,7
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	8,6	23,7
ERP 3T2	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN DE 3000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR	unidad	74,9	206,9
ERP 3T4	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN DE 3000 SCM TREN PARALELO SIN MEDIDOR	unidad	74,9	206,9
ERP 5T2	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN DE 5000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR	unidad	74,9	206,9
ERP 8T1	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN DE 8000 SCM TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	74,9	206,9
ERP 10T2	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN DE 10000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR	unidad	74,9	206,9
ERP 10T4	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN DE 10000 SCM TREN PARALELO SIN MEDIDOR	unidad	74,9	206,9
	Sistemas de Control	unidad	3.457,5	9.555,4
	Hot Tap y Equipo de Obturación	unidad	201,9	558,1
	Actuadores	unidad	26,2	72,4

Tabla 30.4.1.2. Empresas Públicas De Medellín E.S.P

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002				
Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Jun 1998	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	351,0	735,6
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	351,0	735,6
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	351,0	735,6
TA8AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 8" EN ASFALTO	km	351,0	735,6
TA16AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 16" EN ASFALTO	km	351,0	735,6
TA20AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 20" EN ASFALTO	km	351,0	735,6
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	27,8	58,3
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	27,8	58,3
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	27,8	58,3
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	27,8	58,3
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	27,8	58,3
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	27,8	58,3
TPE6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ASFALTO	km	27,8	58,3
ERP 3T3	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN 3000 SCM TREN PARALELO CON MEDIDOR	unidad	139,8	293,0
ERP 8T3	ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN 8000 SCM TREN PARALELO CON MEDIDOR	unidad	139,8	293,0
	Cruces subfluviales	km	1144,9	2.399,0
	Cruces ferrocarril y de metro	km	98,0	205,3
	Cobro por uso del derecho de vía	unidad	158,9	332,9
	Cruces de poliducto	km	19,5	40,8
	Equipos de protección catódica	global	171,7	359,7
	Trampas de raspadores	global	32,5	68,0
	Protección del Río con Bolsacretos	global	315,5	661,1
	Placas de protección Río	global	103,7	217,3
	By pass	unidad	72,7	152,4

Tabla 30.4.1.3. Empresa Surtidora de Gases del Caribe – SURTIGAS S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002				
Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 2" EN ASFALTO	km	41,8	115,6
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	57,6	159,3
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	86,2	238,1
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	103,6	286,2
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	6,3	17,4
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	6,7	18,6
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	8,4	23,3
TPE1-1/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1-1/4" EN ASFALTO	km	12,6	34,7
TPE1-1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1-1/2" EN ASFALTO	km	13,0	35,8
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	9,8	27,1
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	15,4	42,4
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	21,2	58,6
TPE6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ASFALTO	km	40,0	110,6
ERPC 01T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PUERTA DE CIUDAD DE 1 MCPD SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	64,8	179,2
ERPC 13T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PUERTA DE CIUDAD DE 1-3 MCPD SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	80,6	222,6
ERPC 35T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PUERTA DE CIUDAD DE 3-5 MCPD SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	110,6	305,7
ERP 3T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 3000 SCM CON TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	50,2	138,7
ERP 3T3	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 3000 SCM CON TREN PARALELO CON MEDIDOR	unidad	61,2	169,2
ERP 5T3	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 5000 SCM CON TREN PARALELO CON MEDIDOR	unidad	61,2	169,2
ERP 8T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 8000 SCM CON TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	56,3	155,7
ERP 8T3	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 8000 SCM CON TREN PARALELO CON MEDIDOR	unidad	71,0	196,1
ERP 35T3	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 35000 SCM CON TREN PARALELO CON MEDIDOR	unidad	174,4	481,9
	Sistemas de Control	global	17,7	48,8
	Equipos de Odorización	unidad	9,9	27,3
	Conexión a Red de Transporte	global	40,9	113,0
	Cruces de vías	km	1,7	4,8

Sesión No. 530

	Cruces subfluvial en Acero km	km	135,9	375,7
	Cruces subfluvial en PE	km	129,8	358,8
	Equipos de protección catódica	unidad	6,7	18,5
	Trampa de raspatabos	unidad	14,9	41,2
	Actuadores	unidad	12,9	35,5
	Lastrado en Acero	km	28,0	77,4

Notas: Los precios de las ERPC 01T2 y Actuadores se estimaron a partir de la información del Radicado CREG E-2002-003363.

De 64 cruces de vías existentes se reconocieron solo 15, por cuanto los demás estaban dentro de las UC de tuberías. En Cartagena cinco (5) Equipos de Odorización y trece (13) Actuadores se reconocieron dentro de las UC de estaciones.

En Montería se presentaron tres (3) equipos de odorización, pero solo se reconoció uno (1) y un actuador en la estación de Promigas.

En Sincelejo se presentaron cuatro (4) equipos de odorización, pero solo se reconocieron dos (2 móviles) y un actuador en la estación de Promigas.

Tabla 30.4.1.4. Empresa Gases del Caribe S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas Existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 2" EN ASFALTO	km	98,2	271,4
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	98,2	271,4
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	98,2	271,4
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	98,2	271,4
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	8,4	23,1
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	8,4	23,1
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	19,1	52,8
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	19,1	52,8
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	19,1	52,8
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	19,1	52,8
TPE6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ASFALTO	km	19,1	52,8
ERP 5T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 5000 SCM DE TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	53,7	148,3
ERP 8T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 5000 SCM DE TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	53,7	148,3
	UC a \$ de dic 2002			
	Sistemas de Control	global	2.883,4	4.085,8
	Equipo de Odorización	unidad	1.205,3	1.707,9
	Cruces Subfluviales	km	656,6	930,3
	Cruces Subterráneos	km	1.431,5	2.028,4
	Equipos de Protección Catódica	unidad	204,6	290,0

Tabla 30.4.1.5. Empresa Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 2" EN ASFALTO	km	56,9	157,3
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	56,9	157,3
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	56,9	157,3
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	56,9	157,3
TA8AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 8" EN ASFALTO	km	56,9	157,3
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	7,0	19,5
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	7,0	19,5
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	7,5	20,7
TPE1-1/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1-1/4" EN ASFALTO	km	8,1	22,3
TPE1-1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1-1/2" EN ASFALTO	km	8,4	23,1
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	12,8	35,4
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	18,2	50,4
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	22,8	62,9
TPE6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ASFALTO	km	35,4	97,9
ERPC 13T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN EN PUERTA DE CIUDAD DE 1-3 MCPD SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	38,1	105,2
ERPC 35T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN EN PUERTA DE CIUDAD DE 3-5 MCPD CONEQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	38,1	105,2
ERPC 35T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN EN PUERTA DE CIUDAD DE 3-5 MCPD SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	38,1	105,2
ERPC 515T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN EN PUERTA DE CIUDAD DE 5-15 MCPD SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	38,1	105,2
ERP 3T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 3000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR	unidad	38,1	105,2
ERP 5T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 5000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR	unidad	38,1	105,2
	Sistemas de Control	unidad	22,7	62,7
	Equipos de Odorización	unidad	11,2	31,0
	Conexión a Red de Transporte	global	10,0	27,7
	Cruces subfluviales	km	17,1	47,1
	Equipos de protección catódica	unidad	26,3	72,6
	Cruce aéreo	km	5,1	14,0
	Estructura colgante ríos	kg	97,5	269,6

Tabla 30.4.1.6. Empresa Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 2" EN ASFALTO	km	48,3	133,4
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	58,2	161,0
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	72,9	201,5
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	109,9	303,9
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	6,8	18,7
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	7,0	19,2
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	10,7	29,7
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	15,7	43,3
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	22,0	60,9
TPE6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ASFALTO	km	35,6	98,4
ERPC 35T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN EN PUERTA DE CIUDAD DE 3-5 MCPD SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad		0,0
ERPC 515T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN EN PUERTA DE CIUDAD DE 5-15 MCPD CON EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	177,6	490,9
ERP 3T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN 3000 SCM TREN SENCILLO CON MEDIDOR (Cantagallo, Brisas de Bolívar, San Pablo, Simónica y Provincia en Sabana, Km 8 en Puerto Wilches)	unidad	26,3	72,7
ERP 5T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN 5000 SCM TREN SENCILLO CON MEDIDOR (Castellana en Piedecuesta, Sabana y Pto Wilches)	unidad	36,7	101,5
ERP 5T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN 3000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR (Refugio en Piedecuesta, Galán en Girón y Lebrija)	unidad	45,0	124,3
ERP 10T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN 10000 TREN SENCILLO CON MEDIDOR (Ciudadela)	unidad	26,1	72,3
ERP 10T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN 10000 SCMTREN SENCILLO SIN MEDIDOR (Transejes, Zona Industrial, Palenque, Poblado y Parque Industrial en Giron, Los Colorados, Colseguros Norte, Regadero Norte, San Francisco, La Salle, Diamante, Fontana y Terminal)	unidad	29,0	80,2
	Sistemas de Control	unidad	214,9	593,8
	Acometidas construidas hasta 1991	km	987,8	2.729,9

Nota: El valor de la ERPC 35T2 quedó incluido en la ERP de Lebrija

Tabla 30.4.1.7. Empresa Gas Natural Del Cesar S.A E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	6,13	16,95
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	6,69	18,48
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	6,26	17,30
TPE3CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN CONCRETO	km	6,79	18,77
TPE4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN CONCRETO	km	7,74	21,39
TPE6CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN CONCRETO	km	8,04	22,21
TPE1/2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN TABLETA	km	6,71	18,54
TPE3/4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN TABLETA	km	6,90	19,07
TPE2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN TABLETA	km	6,54	18,08
TPE3TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN TABLETA	km	7,45	20,58
TPE4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN TABLETA	km	7,73	21,37
TPE6TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN TABLETA	km	8,04	22,21
TPE1/2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ZONA VERDE	km	6,27	17,32
TPE3/4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ZONA VERDE	km	6,84	18,90
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	6,36	17,58
TPE3ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ZONA VERDE	km	6,81	18,81
TPE4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ZONA VERDE	km	7,81	21,59
TPE6ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ZONA VERDE	km	8,04	22,21
	Cruces aéreos	km	18,15	50,15

Tabla 30.4.1.8. Empresa Llanogas S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 2" EN ASFALTO	km	64,85	179,22
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	73,60	203,41
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	97,35	269,04
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	144,41	399,10
TA4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN CONCRETO	km	97,35	269,04
TPE1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ASFALTO	km	10,61	29,32
TPE3/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ASFALTO	km	10,61	29,32
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	16,82	46,49
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	16,82	46,49
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	16,82	46,49
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	16,82	46,49
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	10,61	29,32
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	10,61	29,32
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	16,82	46,49
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	16,82	46,49
TPE3CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN CONCRETO	km	16,82	46,49
TPE4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN CONCRETO	km	16,82	46,49
TPE1/2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN TABLETA	km	10,61	29,32
TPE3/4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN TABLETA	km	10,61	29,32
TPE1TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN TABLETA	km	16,82	46,49
TPE1/2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ZONA VERDE	km	10,61	29,32
TPE3/4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ZONA VERDE	km	10,61	29,32
TPE1ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ZONA VERDE	km	16,82	46,49
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	16,82	46,49
TPE3ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ZONA VERDE	km	16,82	46,49
TPE4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ZONA VERDE	km	16,82	46,49
ERPC 01T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE PUERTA DE CIUDAD DE 1 MPCD CON EQUIPO DE CALENTAMIENTO	unidad	39,89	110,23
	UC especiales (\$ de 2002)			

Sesión No. 530

Cruce aéreo menor de PE de 1/2" - 2"	km	256,40	363,32
Cruce aéreo menor de PE de 3" - 4"	km	365,40	517,77
Cruce aéreo mayor de PE	km	637,50	903,33
Cruce subfluvial de acero de 2"	km	769,66	1.090,60
Cruce aéreo de acero hasta 6"	km	1.275,00	1.806,67
Cruce en autopista o vía nacional	km	261,60	370,69
Hardware y software central de odorización	global	107,25	151,97
Protección catódica	km	98,50	139,58
Obra en suelo licuable hasta 6"	km	120,44	170,66

Handwritten mark

Handwritten mark

Tabla 30.4.1.9. Empresa Gases de La Guajira S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	5,97	16,49
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	5,97	16,49
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	13,57	37,50
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	13,57	37,50
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	13,57	37,50
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	13,57	37,50
ERP 3T3	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 3000 SCM CON TREN PARALELO CON MEDIDOR	unidad	30,25	83,59
	Equipo de Odorización \$ dic 2002	unidad	24,93	35,33
	Conexión a Transporte \$ dic 2002	global	388,51	550,52

Tabla 30.4.1.10. Empresa Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	63,00	174,10
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	85,08	235,14
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	130,66	361,11
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	6,80	18,79
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	6,65	18,39
TPE1-1/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1-1/4" EN CONCRETO	km	12,29	33,97
TPE1-1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1 1/2" EN CONCRETO	km	12,29	33,97
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	12,29	33,97
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	22,77	62,93
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	32,67	90,28
TPE6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ASFALTO	km	51,71	142,91
ERPC 515T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN EN PUERTA DE CIUDAD 5-15 MCPD SIN EQUIPO CALENTADOR (Ruitoque y Río Frio)	unidad	30,65	84,71
ERP 8T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 8000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR (Provenza y la Cumbre)	unidad	28,37	78,40
ERP 10T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 10000 SCM TREN SENCILLO SIN MEDIDOR (Lagos I, Bucarica y Florida)	unidad	30,49	84,25
	Cruces aéreos	km	2,81	7,76
	Acometidas construidas hasta 1991	km	285,58	789,23
	Equipos de protección catódica	unidad	15,67	43,30

Tabla 30.4.1.11. Empresa Caucana de Gas S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	10,85	29,98
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	11,96	33,04
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	14,78	40,86
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	20,57	56,84
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	28,61	79,06
	Almacenamiento y descompresión 10000 gl	gl	60,74	167,87
	Almacenamiento y descompresión 5000 gl	gl	38,05	105,16

Tabla 30.4.1.12. Empresa Gases del Oriente S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	83,91	231,90
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	8,55	23,63
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	9,09	25,11
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	11,19	30,92
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/" EN ASFALTO	km	17,67	48,82
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	22,04	60,92
ERPC 515T2	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE PUERTA DE CIUDAD DE 5-15 MCPD SIN EQUIPO CALENTADOR	unidad	107,90	298,19
	Cruces subfluviales	km	5,41	14,96
	Protección catódica	km	14,83	40,99
	Unidad de Almacenamiento de gas	unidad	324,25	896,13

Tabla 30.4.1.13. Empresa Gases de Occidente S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 3" EN ASFALTO	km	55,79	154,17
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	69,82	192,96
TA6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 6" EN ASFALTO	km	105,30	291,02
TA8AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 8" EN ASFALTO	km	164,12	453,56
TA10AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 10" EN ASFALTO	km	180,48	498,78
TA14AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 14" EN ASFALTO	km	275,32	760,90
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	10,56	29,19
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	10,56	29,19
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	10,56	29,19
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	10,56	29,19
TPE6AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 6" EN ASFALTO	km	10,56	29,19
ERP 8T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 8000 SCM TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	66,00	182,40
ERP 10T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 10000 SCM TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	84,82	234,41
	UC a \$ de dic 2002			
	Sistemas de Control	unidad	677,54	960,06
	Cruces Subfluviales	km	829,39	1.175,24
	Cruces Subterráneos	km	5.527,82	7.832,89
	Cruces Aéreos	km	539,27	764,15
	Equipos de Protección Catódica	unidad	200,38	283,94

Tabla 30.4.1.14. Empresa Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TA4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN ASFALTO	km	62,50	172,73
TA4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN CONCRETO	km	62,50	172,73
TA4DE	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA ACERO DE 4" EN DESTAPADO	km	62,50	172,73
TPE3/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ASFALTO	km	5,35	14,79
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	6,25	17,27
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	12,30	33,99
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	22,54	62,28
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	5,35	14,79
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	6,25	17,27
TPE3CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN CONCRETO	km	12,30	33,99
TPE4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN CONCRETO	km	22,54	62,28
TPE3/4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN TABLETA	km	5,35	14,79
TPE2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN TABLETA	km	6,25	17,27
TPE3TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN TABLETA	km	12,30	33,99
TPE4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN TABLETA	km	22,54	62,28
TPE3/4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ZONA VERDE	km	5,35	14,79
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	6,25	17,27
TPE3ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ZONA VERDE	km	12,30	33,99
TPE4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ZONA VERDE	km	22,54	62,28
ERP 5T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 5 SCM TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	60,00	165,82
ERP 10T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 10 SCM TREN SENCILLO CON MEDIDOR	unidad	74,00	204,51

Tabla 30.4.1.15. Empresa Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TPE1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ASFALTO	km	15,53	24,04
TPE3/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ASFALTO	km	15,53	24,04
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	15,53	24,04
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	15,53	24,04
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	15,53	24,04
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	15,53	24,04
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	15,53	24,04
TPE1/2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN TABLETA	km	15,53	24,04
TPE3/4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN TABLETA	km	15,53	24,04
TPE1/2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ZONA VERDE	km	15,53	24,04
TPE3/4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ZONA VERDE	km	15,53	24,04
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	15,53	24,04

Tabla 30.4.1.16. Empresa Promesa S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TPE3/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ASFALTO	km	34,88	49,43
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	40,72	57,71
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	24,63	34,89
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	32,62	46,23
TPE3/4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN TABLETA	km	27,74	39,31
TPE3/4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ZONA VERDE	km	9,35	13,24
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	17,39	24,64

Tabla 30.4.1.17. Empresa Gases del Cusiana S.A. E.S.P. (YOPAL)

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TPE1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ASFALTO	km	9,20	25,42
TPE3/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ASFALTO	km	9,20	25,42
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	9,20	25,42
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	9,20	25,42
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	9,20	25,42
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	9,20	25,42
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	9,20	25,42
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	9,20	25,42
TPE1/2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN TABLETA	km	9,20	25,42
TPE3/4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN TABLETA	km	9,20	25,42
TPE1TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN TABLETA	km	9,20	25,42
TPE1/2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ZONA VERDE	km	9,20	25,42
TPE3/4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ZONA VERDE	km	9,20	25,42
TPE1ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ZONA VERDE	km	9,20	25,42
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	9,20	25,42
ERP Otros	ESTACIONES DE REGULACIÓN DE PRESIÓN Y OTROS	unidad	120,00	331,64

Tabla 30.4.1.18. Empresa Gases del Cusiana S.A. E.S.P. (TAURAMENA)

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
TPE1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ASFALTO	km	4,16	6,44
TPE3/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ASFALTO	km	4,75	7,36
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	6,52	10,09
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	20,02	31,00
Polivalvula 1/2"	Polivalvula 1/2"	unidad	0,15	0,24
Polivalvula 3/4"	Polivalvula 3/4"	unidad	0,15	0,24
Polivalvula 1"	Polivalvula 1"	unidad	0,16	0,25
Polivalvula 2"	Polivalvula 2"	unidad	0,36	0,55
ERP y Otros	ERP y Otros	unidad	127,46	197,37

Tabla 30.4.1.19. Empresa Gases del Cusiana S.A. E.S.P.
(Aguazul, Monterrey y Villanueva)

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Unidad	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996	Costo Reconocido mill \$ Dic 2011
Aguazul				
TPE1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ASFALTO	km	14,4	22,2
TPE3/4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ASFALTO	km	14,4	22,2
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	14,4	22,2
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	14,4	22,2
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	14,4	22,2
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	14,4	22,2
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	14,4	22,2
TPE3/4CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN CONCRETO	km	14,4	22,2
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	14,4	22,2
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	14,4	22,2
TPE1/2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN TABLETA	km	14,4	22,2
TPE3/4TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN TABLETA	km	14,4	22,2
TPE1TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN TABLETA	km	14,4	22,2
TPE1/2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ZONA VERDE	km	14,4	22,2
TPE3/4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3/4" EN ZONA VERDE	km	14,4	22,2
TPE1ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ZONA VERDE	km	14,4	22,2
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	14,4	22,2
TPE3ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ZONA VERDE	km	14,4	22,2
TPE4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ZONA VERDE	km	14,4	22,2
Monterrey				
TPE1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ASFALTO	km	30,5	47,2
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	30,5	47,2
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	30,5	47,2
TPE3AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ASFALTO	km	30,5	47,2
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	30,5	47,2

Sesión No. 530

TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	30,5	47,2
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	30,5	47,2
TPE1/2TA	CANALIZACION DE TUBERIA DE POLIETILENO DE 1/2" EN TABLETA	km	30,5	47,2
TPE1TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN TABLETA	km	30,5	47,2
TPE1/2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ZONA VERDE	km	30,5	47,2
TPE1ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ZONA VERDE	km	30,5	47,2
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	30,5	47,2
TPE3ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 3" EN ZONA VERDE	km	30,5	47,2
Villanueva				
TPE1/2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ASFALTO	km	14,8	22,9
TPE1AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN ASFALTO	km	14,8	22,9
TPE2AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ASFALTO	km	14,8	22,9
TPE4AS	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ASFALTO	km	14,8	22,9
TPE1/2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN CONCRETO	km	14,8	22,9
TPE1CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1" EN CONCRETO	km	14,8	22,9
TPE2CO	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN CONCRETO	km	14,8	22,9
TPE1/2TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN TABLETA	km	14,8	22,9
TPE1TA	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1 EN TABLETA	km	14,8	22,9
TPE1/2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 1/2" EN ZONA VERDE	km	14,8	22,9
TPE1ZV	CANALIZACION DE TUBERIA DE POLIETILENO DE 1" EN ZONA VERDE	km	14,8	22,9
TPE2ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 2" EN ZONA VERDE	km	14,8	22,9
TPE4ZV	CANALIZACIÓN DE TUBERÍA DE POLIETILENO DE 4" EN ZONA VERDE	km	14,8	22,9

Las cantidades de las unidades constructivas de inversiones existentes no se cambiaron, son las mismas aprobadas durante la vigencia de la Resolución 11 del 2003. Se pueden observar en las tablas 30.4.1.20 a la 30.4.1.39.

Tabla 30.4.1.20. EMPRESA GAS NATURAL S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Bogotá	Soacha	Sibaté

Empresa Gas Natural S.A. E.S.P.				
TA4AS	99,5	87,3	8,3	3,9
TA6AS	38,2	35,3	2,9	
TA8AS	15,0	13,1	2,0	
TA10AS	32,1	32,1		
TA14AS	71,3	71,3		
TPE1/2CO	44,8	39,5	5,3	
TPE3/4CO	6.994,7	6.638,3	356,3	
TPE1AS	1.319,3	1.305,1	14,2	
TPE2AS	384,2	365,2	18,9	
TPE3AS	402,1	380,3	21,7	
TPE4AS	386,6	376,1	10,5	
ERP 3T2	2,0	2,0		
ERP 3T4	1,0	1,0		
ERP 5T2	1,0		1,0	
ERP 8T1	19,0	19,0		
ERP 10T2	45,0	40,0	5,0	
ERP 10T4	15,0	15,0		
Sistemas de Control	1,0	1,0		
Hot Tap y Equipo de Obturación	1,0	1,0		
Actuadores	18,0	18,0		

Handwritten mark

Handwritten mark

Tabla 30.4.1.21. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Bello	Caldas	Copacabana	Envigado	Girardota	Itagüí	La Estrella	Medellín	Sabaneta	Barbosa
EPM											
TA3AS	1,82	1,82									
TA4AS	12,02	12,02									
TA6AS	4,07	4,07									
TA8AS	6,44	6,44									
TA16AS	12,3	12,30									
TA20AS	29,89	29,89									
TPE1/2CO	0,61	0,01	0,03		0,06	0,00	0,08	0,00	0,41	0,00	0,00
TPE3/4CO	725,26	8,13	12,25		104,81	1,89	45,44	1,93	550,80	0,00	0,00
TPE1AS	184,9	2,19	0,38	0,02	27,67	0,87	7,49	0,65	142,54	3,09	0,00
TPE2AS	31,19	0,09	0,02		3,04	0,01	5,56	0,50	21,00	0,98	0,00
TPE3AS	141,3	0,70	2,02		24,84	8,56	6,06	0,00	97,64	1,40	0,09
TPE4AS	77,27	2,10	1,19		6,44	4,62	13,54	1,21	46,31	0,00	1,87
TPE6AS	70,14	5,05	1,59	2,47	4,85	2,02	7,10	1,67	45,41	0,00	0,00
ERP 3T3	7,0	1,00	1,00	1,00					3,00	1,00	
ERP 8T3	7,0					1,00	1,00		5,00		
Cruces subfluviales	1,0	1									
Cruces ferrocarril y de metro	1,0	1									
Cobro por uso del derecho de vía	1,0	1									
Cruces de poliducto	1,0	1									
Equipos de protección catódica	1,0	1									
Trampas de raspadores	1,0	1									
Protección del Río con Bolsacretos	1,0	1									
Placas de protección Río	1,0	1									
By pass	1,0	1									

Handwritten mark

Handwritten mark

Tabla 30.4.1.22. Empresa Surtigas S.A. E.S.P.

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Ajona	Buenavista	Carmen de Bolívar	Cartagena	Cicuco	Clemencia	Magangue	Maria la Baja	Mompós	Ovejas	Pta Cartagena Limón	San Jacinto	San Juan Nepomuceno	San Pedro	Santa Ana
SURTIGAS																
TA2AS	1,9	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
TA3AS	2,8	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
TA4AS	7,9	0,0	0,0	0,0	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
TA6AS	30,6	0,0	0,0	0,0	30,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
TPE1/2CO	889,4	0,0	7,8	20,2	229,7	2,9	1,7	42,5	10,5	11,8	0,8		1,2	11,6	10,6	0,0
TPE3/4CO	4.218,2	0,0	26,9	117,5	1200,6	18,2	22,0	178,7	45,8	48,2	33,9		52,3	4,4	30,7	37,7
TPE1AS	63,5	0,0	1,3	0,0	45,4	1,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
TPE1-1/4AS	2,4	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
TPE1-1/2AS	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
TPE2AS	475,6	9,8	2,6	13,1	106,2	0,8	3,1	13,0	8,3	3,5	3,6		5,0	4,2	3,2	6,1
TPE3AS	110,5	0,5	0,0	0,6	21,3	0,0	1,8	9,3	1,4	1,9	0,5		1,7	0,8	0,4	1,3
TPE4AS	83,1	0,0	0,0	0,6	40,5	0,0	0,0	7,1	0,1	0,0	0,0		0,0	0,2	0,0	0,0
TPE6AS	21,4	2,1	0,0	0,0	17,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,6
ERPC 01T2	3,0				2,0											
ERPC 13T2	4,0				1,0											
ERPC 35T2	1,0				1,0											
ERP 3T1	5,0				5,0											
ERP 3T3	1,0				1,0											
ERP 5T3	1,0				1,0											
ERP 8T1	1,0				1,0											
ERP 8T3	1,0				1,0											
ERP 35T3	1,0															
Sistemas de Control	34,0	1,0	1,0		13			1,0			1,0					1,0
Equipos de Odorización	44,0	1,0	1,0	1,0	0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Conexión a Red de Transporte	19,0				14											
Cruces de vías	5,0	1,0	1,0	1,0	19		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Cruces subfluvial en Acero km	4,3				4,3											
Cruces subfluvial en PE	14,0				14											
Equipos de protección catódica	43,5				39											
Trampa de raspatubos	4,0				4											
Actuadores	40,0	1,0	1,0	1,0	0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Lastrado en Acero	4,3				4,3											

22

10

Sesión No. 530

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Santa Catalina	Santa Rosa	Taligua Nuevo	Taligua viejo	Turbaco	Turbana	Cerete	Chima	Ciénaga de Oro	Lorica	Momil	Montelíbano	Montería	Planeta Rica	Pueblo Nuevo
SURTIGAS																
TA2AS	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TA3AS	2,8	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
TA4AS	7,9	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
TA6AS	30,6	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
TPE1/2CO	889,4	1,0	4,8		5,9	20,0	2,8	27,4	0,0	13,4	23,6	8,8	31,7	160,1	27,3	7,5
TPE3/4CO	4.218,2	14,9	23,8		16,0	115,0	18,1	126,3	13,2	45,6	96,6	31,4	61,9	532,7	68,8	21,6
TPE1AS	63,5	0,0	0,0		1,0	2,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
TPE1-1/4AS	2,4	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
TPE1-1/2AS	1,7	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
TPE2AS	475,6	1,8	2,4		1,2	19,6	3,1	22,3	1,3	3,6	10,7	4,0	8,4	50,1	3,2	3,2
TPE3AS	110,5	0,1	0,5		0,0	2,0	0,4	15,1	0,0	0,6	3,3	0,4	1,0	24,4	4,4	1,1
TPE4AS	83,1	0,0	0,0		0,5	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	2,5	0,0	0,7	8,9	2,0	0,0
TPE6AS	21,4	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0
ERPC 01T2	3,0															
ERPC 13T2	4,0													1		
ERPC 35T2	1,0															
ERP 3T1	5,0															
ERP 3T3	1,0															
ERP 5T3	1,0															
ERP 8T1	1,0															
ERP 8T3	1,0															
ERP 35T3	1,0															
Sistemas de Control	34,0					1,0		1,0		1,0			1,0	1,0	1,0	
Equipos de Odorización	44,0	1,0	1,0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Conexión a Red de Transporte	19,0													1,0		
Cruces de vías	5,0	1,0	1,0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0
Cruces subfluvial en Acero km	4,3															
Cruces subfluvial en PE	14,0															
Equipos de protección catódica	43,5															
Trampa de raspapubos	4,0															
Actuadores	40,0	1,0	1,0	1,0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Lastrado en Acero	4,3															

22

10

Sesión No. 530

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Purisima	San Andrés de Sotavento	San Antero	Bethulia	Coveñas	Chimú	Chocho	Covomal	Galetas	Los Palmitos	Morros	Salaguan	Sampues	San Marcos	San Onofre	Sucre	Sinceleja	Tolu	Toluviéje
SURTIGAS																				
TA2AS	1,9	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
TA3AS	2,8	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	0,0	2,7	0,0
TA4AS	7,9	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
TA6AS	30,6	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
TPE1/2CO	889,4	7,0	3,9	0,0	5,2		18,4		24,7	0,0	0,0	0,0	20,8	3,4	15,2	11,6	13,7	59,8	17,1	2,7
TPE3/4CO	4.218,2	22,8	21,0	23,6	19,1		46,2		100,7	41,8	30,7	15,7	111,0	46,1	66,6	35,2	67,6	512,7	40,4	14,1
TPE1AS	63,5	0,0	0,0	0,0	0,0		2,0		0,4	0,0	0,0	0,0	2,0	5,7	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
TPE1-1/4AS	2,4	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
TPE1-1/2AS	1,7	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
TPE2AS	475,6	2,4	3,2	1,8	2,6		3,2		11,4	52,5	3,5	1,2	11,0	2,0	4,9	3,5	7,5	41,0	4,3	2,2
TPE3AS	110,5	0,2	0,0	0,7	0,6		0,6		2,2	0,5	2,1	0,4	1,5	0,0	1,1	0,4	0,7	2,0	1,8	0,2
TPE4AS	83,1	0,0	0,0	2,3	0,0		0,0		0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	2,6	10,0	0,0	0,0
TPE6AS	21,4	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
ERPC 01T2	3,0																		1,0	
ERPC 13T2	4,0																		2,0	
ERPC 35T2	1,0																			
ERP 3T1	5,0																			
ERP 3T3	1,0																			
ERP 5T3	1,0																			
ERP 8T1	1,0																			
ERP 8T3	1,0																			
ERP 35T3	1,0																		1,0	
Sistemas de Control	34,0						1		1,0				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Equipos de Odorización	44,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0
Conexion a Red de Transporte	19,0																		4,0	
Cruces de vías	5,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0
Cruces subterráneo en Acero km	4,3																			
Cruces subterráneo en PE	14,0																			
Equipos de protección catódica	43,5																		4,5	
Trampa de raspavilos	4,0																			
Actuadores	40,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Lastrado en Acero	4,3																			

KL

KL

Tabla 30.4.1.23. Empresa Gases del Caribe S.A. E.S.P.

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Aracataca	Barranquilla	Campo de la Cruz	Candelaria	Ciénaga	Fundación	Galapa	Juan de Acosta	La Paz	Luruaco	Malambo	Manatí	Palmar de Varela
------------------------------------	---------------------	-----------	--------------	------------------	------------	---------	-----------	--------	----------------	--------	---------	---------	--------	------------------

Gases del Caribe

TA2AS	1,7					1,65								
TA3AS	0,5													
TA4AS	9,6		3,34			0,89					0,00	1,67		
TA6AS	5,2													
TPE1/2CO	3.635,8	40,39	79,63	1.460,13		56,35	58,20	23,06		10,22	15,99	100,90		52,77
TPE3/4CO	2.621,0	62,74	46,88	670,43	55,42	41,77	122,34	97,94	16,74	30,45	48,73	44,83	62,55	56,82
TPE1CO	91,4	4,47				26,53	7,86							
TPE2AS	270,8		10,65	199,84				4,69			3,06	19,20		5,35
TPE3AS	255,1	8,29		55,06		14,91	8,44			0,95				
TPE4AS	292,5		13,65	39,51	10,01	5,99		2,06	3,82	5,85	10,17	14,62	7,71	0,57
TPE6AS	27,5									1,44				
ERP 5T1	10,0		4											
ERP 8T1	30,0		12			2					1	3		
UC a \$ de dic 2002														
Sistemas de Control	1,0													
Equipo de Odorización	1,0													
Cruces Subfluviales	1,0													
Cruces Subterráneos	1,0													
Equipos de Protección Catódica	1,0													
Activos de Distribución de Gas														

76

14/11

Sesión No. 530

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Polonuevo	Ponedera	Puerto Colombia	Repelón	Sabanagrande	Sabanalarga	Santa Lucía	Santa Martha	Santo Tomás	Soledad	Suan	Usiacuri	Valledupar	Zona Bananera
------------------------------------	---------------------	-----------	----------	-----------------	---------	--------------	-------------	-------------	--------------	-------------	---------	------	----------	------------	---------------

Gases del Caribe

TA2AS	1,7														
TA3AS	0,5														0,522
TA4AS	9,6		0,00	0,01		0,80			1,09	0,00	0,41			1,37	0,018
TA6AS	5,2													5,19	
TPE1/2CO	3.635,8	28,05	29,02	88,49		46,54	86,61		435,31	46,66	344,63			632,85	
TPE3/4CO	2.621,0	14,37	68,79	26,13	45,82	9,75	84,82	31,43	349,57	7,8b	381,79	24,07	24,83	106,05	74,72
TPE1CO	91,4								23,37					0,42	28,73
TPE2AS	270,8	3,72	4,58	19,76											
TPE3AS	255,1			8,17		7,83	13,73		78,71	6,29	43,35			9,35	
TPE4AS	292,5	5,59	8,40	9,77	4,31	5,46	10,67	6,62		1,35	39,76	2,95	3,21	80,42	
TPE6AS	27,5								26,09						
BRP 5T1	10,0								2		2				
BRP 8T1	30,0		1	1		1			3	1	1			3	1
UC a \$ de dic 2002															
Sistemas de Control	1,0														
Equipo de Odorización	1,0														
Cruces Subfluviales	1,0														
Cruces Subterráneos	1,0														
Equipos de Protección Catódica	1,0														

Handwritten mark

Handwritten mark

Tabla 30.4.1.24. Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Neiva	Aipe	Yaguará	Rivera	Tello	Palermo	Baraya	Teruel	Paicol	Tesalia	Villavieja	Gigante	Natagaima	La plata
Alcanos de Colombia															
TA2AS	2,3	1,0	1,3												
TA3AS	2,2	1,6													
TA4AS	1,4	1,3													
TA6AS	4,5	4,5													
TA8AS	0,6	0,6													
TPE1/2CO	882,2	497,9	20,0	13,9	32,7	11,7	18,3	10,0	5,4	5,3	12,0	10,2	13,7	23,2	23,8
TPE3/4CO	544,9	181,8	14,3	12,6	29,1	11,7	14,8	10,1	5,1	5,1	8,3	2,9	12,3	13,3	21,8
TPE1CO	150,1	34,0	1,8	3,2	45,8	4,4	4,4	3,3	2,0	1,7	3,0	2,5	2,6	0,7	3,8
TPE1-1/4AS	7,8	7,8													
TPE1-1/2AS	2,0	2,0													
TPE2AS	107,9	34,7	4,8	1,7	15,8	0,4	0,5	0,6	0,9	0,2	0,923	0,308	3,333	4,120	3,986
TPE3AS	24,8	11,4	3,5		4,6										1,305
TPE4AS	14,0	8,5													
TPE6AS	3,0	3,0													
ERPC 13T2	2,0														
ERPC 35T1	14,0			1,0		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0		1,0
ERPC 35T2	4,0		1,0		1,0										
ERPC 515T2	1,0	1,0													
ERP 3T2	11,0	11,0													
ERP 5T2	7,0	7,0													
Sistemas de Control	2,0	2,0													
Equipos de Odorización	1,0														
Conexión a Red de Transporte	16,0	4,0			4,0										
Cruces subfluviales	2,0	1,0													
Equipos de protección catódica	1,0	1,0													
Cruce aéreo	2,0			1,0					1,0						
Estructura colgante ríos	2,0	2,0													

Sesión No. 530

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Algeciras	Garzón	Guamo	Purificación	Tarqui	Saldaña	Hobo	Campoalegre	Betania	Portalecillas	Juncal	Guaciro	San Francisco	Guanday
Alcanos de Colombia															
TA2AS	2,3										0,025				
TA3AS	2,2							0,630							
TA4AS	1,4								0,043						
TA6AS	4,5														
TA8AS	0,6														
TPE1/2CO	882,2	18,3	35,1	24,3	14,5	6,7	16,6	9,9	44,9	2,2	2,1	4,9	2,2	0,0	2,4
TPE3/4CO	544,9	15,1	30,4	33,5	29,6	6,4	23,2	8,7	34,9	3,9	7,3	2,6	1,4	0,5	4,3
TPE1CO	150,1	3,1	5,5	1,6	0,3	1,7	2,8	2,3	8,2	2,4	1,7	1,6	0,9	3,9	0,8
TPE1-1/4AS	7,8														
TPE1-1/2AS	2,0														
TPE2AS	107,9	1,964	5,487	6,033	6,761	0,913	3,424	1,092	2,815	0,118	4,984	0,060	1,374		0,633
TPE3AS	24,8		0,658	1,221			0,842		1,334						
TPE4AS	14,0		2,989	0,256			2,036		0,248						
TPE6AS	3,0														
ERPC 13T2	2,0										1,0		1,0		
ERPC 35T1	14,0	1,0	1,0			1,0				1,0		1,0			
ERPC 35T2	4,0							1,0	1,0						
ERPC 515T2	1,0														
ERP 3T2	11,0														
ERP 5T2	7,0														
Sistemas de Control	2,0														
Equipos de Odorización	1,0													1,0	
Conexión a Red de Transporte	16,0							2,0	4,0		1,0		1,0		
Cruces subfluviales	2,0			1,0											
Equipos de protección catódica	1,0														
Cruce aéreo	2,0														
Estructura colgante ríos	2,0														

21

11

Tabla 30.4.1.25. Empresa Gas Natural del Oriente

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Bucaramanga	Lebrija	Cantagallo	San Pablo	Sabana	Pto Wilches
Gas Natural del Oriente							
TA2AS	3,6	3,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
TA3AS	2,8	2,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
TA4AS	12,6	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TA6AS	35,2	35,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TPE1/2CO	4,6	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TPE3/4CO	1.350,3	1128,4	29,5	8,1	41,3	107,0	36,0
TPE2AS	201,1	177,9	5,3	0,0	2,1	10,4	5,5
TPE3AS	27,7	26,4	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0
TPE4AS	8,7	8,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TPE6AS	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ERPC 35T2	1,0		1				
ERPC 515T1	1,0	1					
ERP 3T1 (Cantagallo, Brisas de Bolívar, San Pablo, Simónica y Provincia en Sabana, Km 8 en Puerto Wilches)	6,0			2	1	2	1
ERP 5T1 (Castellana en Piedecuesta, Sabana y Pto Wilches)	3,0	1				1	1
ERP 5T2 (Refugio en Piedecuesta, Galán en Girón y Lebrija)	3,0	2	1				
ERP 10T1 (Ciudadela)	1,0	1					
ERP 10T2 (Transejes, Zona Industrial, Palenque, Poblado y Parque Industrial en Giron, Los Colorados, Colseguros Norte, Regadero Norte, San Francisco, La Salle, Diamante, Fontana y Terminal)	13,0	13					
Sistemas de Control	1,0	1					
Acometidas construidas hasta 1991	1,0						

22

102

Tabla 30.4.1.26. Empresa Gas Natural del Cesar

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Aguachica	Agustín Codazzi	Chiriguana	Curumani	Gamarra	La Gloria	La Jagua	Pelaya	San Alberto	San Diego	El Banco
Gas Natural del Cesar												
TPE1/2CO	2,16	0,45	0,02	0,36			0,61	0,11	0,13	0,02	0,47	0,00
TPE3/4CO	6,80	1,48	1,97	0,01	0,24	0,63	0,07	0,00	0,00	0,86	0,69	0,85
TPE2CO	0,79	0,09	0,14	0,07	0,02	0,10	0,05	0,02	0,03	0,09	0,12	0,07
TPE3CO	0,11	0,02	0,05		0,01					0,03		0,00
TPE4CO	0,17	0,13	0,02									0,02
TPE6CO	0,10	0,10	0,00							0,00		
TPE1/2TA	18,35	8,25	0,13	1,81			5,09	0,88	0,43	0,36	1,40	0,00
TPE3/4TA	85,04	27,38	11,79	0,05	1,91	3,39	0,58	0,03	0,00	10,67	2,07	27,15
TPE2TA	7,85	1,73	0,59	0,33	0,16	0,55	0,40	0,15	0,09	1,28	0,37	2,19
TPE3TA	0,85	0,45	0,29		0,08							0,03
TPE4TA	3,00	2,36	0,14									0,50
TPE6TA	1,77	1,77										
TPE1/2ZV	52,09	13,60	0,55	9,90			6,42	10,04	3,71	0,41	7,46	
TPE3/4ZV	171,31	45,15	51,76	0,30	21,78	8,53	0,73	0,38	0,00	17,23	11,03	14,42
TPE2ZV	19,34	2,85	3,56	1,79	1,81	1,40	0,50	1,75	0,81	1,73	1,97	1,16
TPE3ZV	3,51	0,75	1,26		0,88					0,60		0,02
TPE4ZV	4,76	3,90	0,59									0,27
TPE6ZV	2,91	2,91										
Cruces aéreos	1											
Activos de Distribución de Gas												

xl

kd

Tabla 30.4.1.27. Empresa Llanogas S.A. E.S.P.

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Villavicencio	Cumara	Restrepo	Guayabetal	Quetame	Puente Quetame	Caqueza	Chipaque	Fosca	Une
Llanogas											
TA2AS	1,346	1,346									
TA3AS	4,250	4,250									
TA4AS	4,847	4,847	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TA6AS	3,019	3,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TA4CO	0,084	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TPE1/2AS	9,203	6,807	0,598	0,508	0,149	0,186	0,046	0,332	0,172	0,153	0,252
TPE3/4AS	4,537	2,762	0,653	0,474	0,054	0,000	0,029	0,186	0,180	0,069	0,129
TPE1AS	4,789	2,784	0,479	0,369	0,344	0,150	0,115	0,186	0,172	0,062	0,130
TPE2AS	10,657	7,794	0,550	0,670	0,211	0,161	0,032	0,795	0,111	0,093	0,240
TPE3AS	6,519	4,114	1,458	0,946	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TPE4AS	0,252	0,252	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TPE1/2CO	775,829	775,829	6,425	5,456	1,597	1,998	0,499	3,567	1,851	1,645	2,710
TPE3/4CO	48,774	29,694	7,016	5,091	0,584	0,000	0,315	2,002	1,940	0,742	1,390
TPE1CO	116,736	116,736	1,117	0,860	0,803	0,350	0,268	0,433	0,402	0,144	0,303
TPE2CO	17,762	12,989	0,917	1,117	0,351	0,269	0,054	1,326	0,186	0,155	0,400
TPE3CO	5,794	3,657	1,296	0,841	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TPE4CO	0,224	0,224	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TPE1/2TA	99,412	73,663	6,425	5,456	1,597	1,998	0,499	3,567	1,851	1,645	2,710
TPE3/4TA	48,774	29,694	7,016	5,091	0,584	0,000	0,315	2,002	1,940	0,742	1,390
TPE1AT	11,175	6,496	1,117	0,860	0,803	0,350	0,268	0,433	0,402	0,144	0,303
TPE1/2ZV	23,119	17,131	1,494	1,269	0,371	0,465	0,116	0,830	0,430	0,383	0,630
TPE3/4ZV	11,343	6,906	1,632	1,184	0,136	0,000	0,073	0,466	0,451	0,173	0,323
TPE1ZV	4,789	2,784	0,479	0,369	0,344	0,150	0,115	0,186	0,172	0,062	0,130
TPE2ZV	7,105	5,196	0,367	0,447	0,140	0,108	0,022	0,530	0,074	0,062	0,160
TPE3ZV	2,173	1,371	0,486	0,315	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TPE4ZV	0,084	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ERPC 01T1	8	8									
UC especiales (\$ de 2002)											
Cruce aéreo menor de PE de 1/2" - 2"	0,376	0,256	0,080	0,040	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Cruce aéreo menor de PE de 3" - 4"	0,024	0,000	0,008	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Cruce aéreo mayor de PE	0,048	0,000	0,000	0,012	0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Cruce subfluvial de acero de 2"	0,061	0,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Cruce aéreo de acero hasta 6"	0,030	0,030	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Cruce en autopista o vía nacional	0,125	0,000	0,050	0,000	0,050	0,000	0,025	0,000	0,000	0,000	0,000
Hardware y software central de odoriza	1,000										
Protección catódica	1,000										
Obra en suelo licuable hasta 6"	0,320										
Activos de Distribución de Gas											

Tabla 30.4.1.28. Empresa Gases de La Guajira S.A. E.S.P.

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Albania	Barranca	Buenavista	Camarones	Dibulla	Distracción	El Cerrejón	El Molino	Fonseca	Hatonuevo
Gases de la Guajira											
TPE1/2CO	689,8	1,7	33,0	4,9	7,0	10,2	15,4	0,0	18,6	57,8	19,8
TPE3/4CO	142,9		0,8	0,0	0,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,9	4,9
TPE1CO	26,7	0,3	0,6	0,2	0,4	1,2	1,4	0,2	2,4	3,4	1,3
TPE2AS	41,0		4,8				0,1	0,2	0,2	4,0	1,2
TPE3AS	10,4	0,0	0,9					0,2		0,6	0,5
TPE4AS	11,9		0,3	0,0			0,0			0,8	
ERP 3T3	2							1			
Equipo de Odorización \$ dic 2002	2,0										
Conexión a Transporte \$ dic 2002	1,0										

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Maicao	Manaure	Mingueo	Palomino	Papayal	Riohacha	San Juan	Uribia	Urumita	Villanueva
Gases de la Guajira											
TPE1/2CO	689,8	119,5	11,3	7,6	5,6	7,6	210,4	50,0	14,5	32,9	62,1
TPE3/4CO	142,9	76,9	0,7		0,3	0,0	55,0	2,0	0,0	0,0	0,6
TPE1CO	26,7	0,3	0,4	1,8	0,5	2,0	0,2	2,2	1,8	3,0	3,1
TPE2AS	41,0	7,2	2,2	0,0		0,5	13,0	3,7	0,8	0,9	2,4
TPE3AS	10,4	2,7				0,0	3,0	1,0			1,7
TPE4AS	11,9	4,8					5,7	0,0		0,0	0,3
ERP 3T3	2							1			
Equipo de Odorización \$ dic 2002	2,0										
Conexión a Transporte \$ dic 2002	1,0										

Tabla 30.4.1.29. Empresa Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Floridablanca
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.		
TA3AS	0,8	0,8
TA4AS	3,6	3,6
TA6AS	3,3	3,3
TPE3/4CO	300,4	300,4
TPE1CO	6,2	6,2
TPE1-1/4CO	0,4	0,4
TPE1-1/2CO	1,3	1,3
TPE2AS	52,6	52,6
TPE3AS	18,0	18,0
TPE4AS	10,0	10,0
TPE6AS	0,3	0,3
ERPC 515T2 (Ruitoque y Rio Frio)	2,0	2,0
ERP 8T2 (Provenza y la Cumbre)	2,0	2,0
ERP 10T2 (Lagos I, Bucarica y Florida)	3,0	3,0
		0,0
Cruces aéreos	1,0	1,0
Acometidas construidas hasta 1991	1,0	1,0
Equipos de protección catódica	1,0	1,0

xl

td

Tabla 30.4.1.30. Caucana de Gas S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Popayán
Caucana de Gas S.A. E.S.P. (GLP)		
TPE3/4CO	47,6	516,0
TPE1CO	0,2	2.8
TPE2AS	3,7	55,2
TPE3AS	0,2	3.4
TPE4AS	0.6	17.2
		0,0
Almacenamiento y descompresión 10000 gl	1,0	60.7
Almacenamiento y descompresión 5000 gl	1.0	38,1

Tabla 30.4.1.31. Empresa Gases del Oriente S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002		
Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Cúcuta
Gases del Oriente S.A. E.S.P.		
TA4AS	6,0	503,5
TPE3/4CO	134,8	1.153,0
TPE1CO	0,1	1,0
TPE2AS	8,6	96,2
TPE3AS	7,9	138,8
TPE4AS	7,3	161,2
ERPC 515T2	1,0	107,9
Cruces subfluviales	1,0	5,4
Protección catódica	1,0	14,8
Unidad de Almacenamiento de gas	1,0	324,3

Tabla 30.4.1.32. Empresa Gases de Occidente S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Cali
Gases de Occidente S.A. E.S.P.		
TA3AS	1,0	1,0
TA4AS	5,9	5,9
TA6AS	6,6	6,6
TA8AS	1,2	1,2
TA10AS	11,9	11,9
TA14AS	10,5	10,5
TPE3/4CO	1.930,0	1.930,0
TPE2AS	236,6	236,6
TPE3AS	55,9	55,9
TPE4AS	35,8	35,8
TPE6AS	7,8	7,8
		0,0
ERP 8T1	6,0	6,0
ERP 10T1	11,0	11,0
UC a \$ de dic 2002		
Sistemas de Control	1,0	1,0
Cruces Subfluviales	1,0	1,0
Cruces Subterráneos	1,0	1,0
Cruces Aéreos	1,0	1,0
Equipos de Protección Catódica	1,0	1,0

Tabla 30.4.1.33. Empresa Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Barrancabermeja
------------------------------------	---------------------	-----------------

Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.

TA4AS	0,8	0,8
TA4CO	2,8	2,8
TA4DE	5,1	5,1
TPE3/4AS	15,6	15,6
TPE2AS	1,1	1,1
TPE3AS	0,2	0,2
TPE4AS	0,1	0,1
TPE3/4CO	162,1	162,1
TPE2CO	11,0	11,0
TPE3CO	1,7	1,7
TPE4CO	0,8	0,8
TPE3/4TA	16,0	16,0
TPE2TA	1,1	1,1
TPE3TA	0,2	0,2
TPE4TA	0,1	0,1
TPE3/4ZV	323,6	323,6
TPE2ZV	22,0	22,0
TPE3ZV	3,3	3,3
TPE4ZV	1,5	1,5
ERP 5T1	3,0	3,0
ERP 10T1	2,0	2,0

Tabla 30.4.1.33. Empresa Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Paratebueno	Fuente de oro	Guamal	Puerto López
------------------------------------	---------------------	-------------	---------------	--------	--------------

Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.

TPE1/2AS	0,8	264,0	72,9	80,0	404,5
TPE3/4AS	0,8	440,0	87,8	80,3	157,8
TPE1AS	0,0	10,0	-	-	-
TPE1/2CO	7,7	3.440,0	637,7	1.550,0	2.022,4
TPE3/4CO	8,9	5.720,0	768,6	1.610,0	789,2
TPE1CO	0,3	280,0	-	-	-
TPE2CO	0,2	237,0	-	-	-
TPE1/2TA	6,1	1.056,0	273,3	2.250,0	2.528,0
TPE3/4TA	5,4	1.760,0	329,4	2.330,0	986,5
TPE1/2ZV	0,6	528,0	-	-	101,1
TPE3/4ZV	0,9	880,0	-	-	39,5
TPE2ZV	2,0	2.000,0	-	-	-

Tabla 30.4.1.34. Empresa Promesa S.A. E.S.P.

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Puente Nacional
------------------------------------	---------------------	-----------------

Promesa S.A. E.S.P.

TPE3/4AS	0,1	2,30
TPE2AS	0,2	6,44
TPE3/4CO	2,8	69,85
TPE2CO	0,2	7,74
TPE3/4TA	0,1	2,94
TPE3/4ZV	2,3	21,42
TPE2ZV	1,2	20,63

Tabla 30.4.1.35. Empresa Gases del Cusiana S.A. E.S.P. (YOPAL)

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Yopal
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.		
TPE1/2AS	66,1	66,1
TPE3/4AS	1,6	1,6
TPE1AS	0,6	0,6
TPE2AS	1,0	1,0
TPE1/2CO	13,4	13,4
TPE3/4CO	17,5	17,5
TPE1CO	1,4	1,4
TPE2CO	4,0	4,0
TPE1/2TA	13,4	13,4
TPE3/4TA	17,5	17,5
TPE1TA	1,4	1,4
TPE1/2ZV	3,1	3,1
TPE3/4ZV	4,1	4,1
TPE1ZV	0,6	0,6
TPE2ZV	1,7	1,7
ERP y Otros	1,0	1,0

Tabla 30.4.1.36. Empresa Gases del Cusiana S.A. E.S.P. (TAURAMENA)

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002		
Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002	Tauramena
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.		
TPE1/2AS	21,2	21,2
TPE3/4AS	12,3	12,3
TPE1AS	5,9	5,9
TPE2AS	1,9	1,9
Polivalvula 1/2"	5,0	5,0
Polivalvula 3/4"	12,0	12,0
Polivalvula 1"	3,0	3,0
Polivalvula 2"	1,0	1,0
ERP y Otros	1,0	1,0

Tabla 30.4.1.37. Empresa Gases del Cusiana S.A. E.S.P.
(Aguazul, Monterrey y Villanueva)

Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Cantidad a Dic 2002
Gases del Cusiana (Aguazul, Monterrey y Villanueva)	
Aguazul	
TPE1/2AS	3,67
TPE3/4AS	0,02
TPE1AS	0,85
TPE2AS	0,88
TPE3AS	0,17
TPE4AS	0,13
TPE1/2CO	39,44
TPE3/4CO	0,18
TPE1CO	1,98
TPE2CO	3,53
TPE1/2TA	39,44
TPE3/4TA	0,18
TPE1TA	1,98
TPE1/2ZV	9,17
TPE3/4ZV	0,04
TPE1ZV	0,85
TPE2ZV	1,47
TPE3ZV	1,54
TPE4ZV	1,21
Monterrey	
TPE1/2AS	1,19
TPE1AS	0,57
TPE2AS	0,23
TPE3AS	0,07
TPE1/2CO	12,79
TPE1CO	1,32
TPE2CO	0,91
TPE1/2TA	12,79
TPE1TA	1,32
TPE1/2ZV	2,98
TPE1ZV	0,57
TPE2ZV	0,38
TPE3ZV	0,60
Villanueva	
TPE1/2AS	2,94
TPE1AS	0,20
TPE2AS	0,15
TPE4AS	0,76

TPE1/2CO	31,58
TPE1CO	0,47
TPE2CO	0,61
TPE1/2TA	31,58
TPE1TA	0,47
TPE1/2ZV	7,34
TPE1ZV	0,20
TPE2ZV	0,26
TPE4ZV	6,87

b. Costo de Unidades Constructivas para la valoración de la inversión ejecutada durante la vigencia de la Resolución 11 del 2003.

En los casos de las Unidades Constructivas descritas en la Resolución 11 del 2003, las volumetrías no cambian, pero se aplica la actualización de precios con base en el Índice de Precios del Productor- IPP, las variaciones de los índices propuestos entre diciembre de 2001 y Diciembre de 2011. Los IPP para los años 2001 y 2011 se puede observar la tabla 30.4.2.

Tabla 30.4.2. Índice de Precios del Productor

	IPP
Dic-01	76,78
Dic-11	118,9

En la tabla 30.4.2.1 se tiene las Unidades Constructivas actualizadas para diciembre de 2011, para tubería de acero.

Tabla 30.4.2.1. Unidades Constructivas valoración de inversión ejecutada, tubería de acero.

CODIGO	DESCRIPCION	A	B	C
		Res 011/03 Col \$ de Dic/2011	Res 33/2004 Col \$ de Dic/2011	Res 22/2004 Col \$ de Dic/2011
TA2AS	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Asfalto	168.731.153	-	-
TA3AS	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Asfalto	202.697.518	-	202.650.897
TA4AS	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Asfalto	226.280.283	329.084.196	226.298.309
TA6AS	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Asfalto	321.918.613	445.520.043	-
TA8AS	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Asfalto	443.991.915	-	-
TA10AS	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Asfalto	503.451.786	624.176.114	-
TA14AS	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Asfalto	769.187.485	892.782.989	-
TA16AS	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Asfalto	853.841.236	-	-
TA20AS	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Asfalto	1.011.061.006	-	-
TA2CO	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Concreto	168.167.779	-	-
TA3CO	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Concreto	202.031.938	-	201.962.249
TA4CO	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Concreto	225.614.703	578.425.616	225.609.661
TA6CO	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Concreto	321.175.759	-	-

XL

44

			657.009.291	
TA8CO	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Concreto	442.622.119	-	-
TA10CO	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Concreto	502.081.989	357.920.032	-
TA14CO	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Concreto	767.817.688	1.083.690.393	-
TA16CO	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Concreto	852.471.439	-	-
TA20CO	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Concreto	1.009.691.209	-	-
TA2DE	Tubería de Acero de 2 pulg. en Destapado	104.435.954	-	-
TA3DE	Tubería de Acero de 3 pulg. en Destapado	138.244.922	-	146.165.038
TA4DE	Tubería de Acero de 4 pulg. en Destapado	161.790.892	161.737.158	169.812.450
TA6DE	Tubería de Acero de 6 pulg. en Destapado	225.302.065	225.228.426	-
TA8DE	Tubería de Acero de 8 pulg. en Destapado	298.604.610	-	-
TA10DE	Tubería de Acero de 10 pulg. en Destapado	357.857.513	357.920.032	-
TA14DE	Tubería de Acero de 14 pulg. en Destapado	623.137.883	623.351.423	-
TA16DE	Tubería de Acero de 16 pulg. en Destapado	707.584.666	-	-
TA20DE	Tubería de Acero de 20 pulg. en Destapado	864.390.500	-	-

Nota.

Grupo A. General, para toda Colombia.

Grupo B. Específico, para Bogotá.

Grupo C. Específico, para Antioquia (Barbosa, Girardota, Copacabana, Bello, Medellín, Envigado, Itagüí, Sabaneta, La Estrella y Caldas)

En la tabla 30.4.2.2 se tiene las Unidades Constructivas actualizadas para diciembre de 2011, para tubería de polietileno.

Tabla 30.4.2.2. Unidades Constructivas valoración de inversión ejecutada, tubería polietileno.

CODIGO	DESCRIPCION	A	B	C
		Res 011/03 Col \$ de Dic/2011	Res 33/2004 Col \$ de Dic/2011 Bogotá	Res 22/2004 Col \$ de Dic/2011
TPE1/2AS	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Asfalto	48.490.836	-	49.328.722
TPE3/4AS	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto	49.442.934	133.982.488	50.275.933
TPE1AS	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Asfalto	51.629.406	136.371.541	56.772.915
TPE1-1/4AS	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Asfalto	54.434.814	-	-
TPE1-1/2AS	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Asfalto	55.903.209	-	-
TPE2AS	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Asfalto	57.700.677	142.847.205	63.195.387
TPE3AS	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Asfalto	81.432.609	167.182.667	87.323.902
TPE4AS	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Asfalto	98.907.781	185.059.468	105.149.669
TPE6AS	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Asfalto	147.090.465	-	154.079.159
TPE1/2CO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Concreto	33.964.700	-	34.627.629
TPE3/4CO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Concreto	34.903.865	103.281.888	35.562.752
TPE1CO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Concreto	37.077.402	105.632.681	40.446.759
TPE1-1/4CO	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Concreto	39.882.811	-	-
TPE1-1/2CO	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Concreto	41.338.272	-	-
TPE2CO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Concreto	46.219.967	115.126.544	-

Sesión No. 530

TPE3CO	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Concreto	87.472.760	140.028.803	90.155.129
TPE4CO	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Concreto	104.922.065	157.826.253	-
TPE6CO	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Concreto	155.827.525	209.574.889	-
TPE1/2TA	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Andén Tableta	38.411.789	-	38.425.041
TPE3/4TA	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Andén Tableta	39.318.619	44.295.245	39.311.143
TPE1AT	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Andén Tableta	41.459.823	46.546.849	41.431.553
TPE1-1/4TA	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Andén Tableta	44.265.231	-	-
TPE1-1/2TA	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Andén Tableta	45.688.358	-	-
TPE2TA	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Andén Tableta	50.537.719	55.842.332	50.539.559
TPE3TA	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Andén Tableta	71.869.574	82.014.219	71.831.931
TPE4TA	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Andén Tableta	89.318.879	99.811.668	89.328.360
TPE6TA	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Andén Tableta	140.224.339	-	140.238.227
TPE1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Zona Verde	12.293.123	-	12.322.315
TPE3/4ZV	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Zona Verde	13.253.844	13.248.898	13.242.636
TPE1ZV	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Zona Verde	15.448.938	15.443.822	15.397.265
TPE1-1/4ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Zona Verde	18.254.346	-	-
TPE1-1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Zona Verde	19.731.364	-	-
TPE2ZV	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Zona Verde	24.634.615	24.625.946	24.642.146
TPE3ZV	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Zona Verde	42.198.093	42.183.923	42.153.839
TPE4ZV	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Zona Verde	59.690.510	59.671.051	59.705.018
TPE6ZV	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Zona Verde	106.058.010	-	106.078.892

En la tabla 30.4.2.3 se tiene las Unidades Constructivas actualizadas para diciembre de 2011, para las estaciones de regulación de presión.

Tabla 30.4.2.3. Unidades Constructivas valoración de inversión ejecutada, ERP.

CODIGO	DESCRIPCION	A	B	C
		Res 011/03 Col \$ de Dic/2011	Res 33/2004 Col \$ de Dic/2011	Res 22/2004 Col \$ de Dic/2011
ERP 3T1	ERP 3000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	205.639.160	-	-
ERP 3T2	ERP 3000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	157.930.875	-	-
ERP 3T3	ERP 3000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	287.894.825	-	-
ERP 3T4	ERP 3000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	220.445.180	-	-
ERP 5T1	ERP 5000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	208.929.387	-	-
ERP 5T2	ERP 5000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	161.221.102	-	-
ERP 5T3	ERP 5000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	292.830.164	-	-
ERP 5T4	ERP 5000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	227.025.633	-	-
ERP 8T1	ERP 8000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	254.992.559	-	-
ERP 8T2	ERP 8000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	194.123.367	-	-

Sesión No. 530

ERP 8T3	ERP 8000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	356.989.583	2.802.769.577	280.278.116
ERP 8T4	ERP 8000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	269.798.579	212.143.333	-
ERP 10T1	ERP 10000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	273.088.805	-	-
ERP 10T2	ERP 10000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	213.864.727	167.237.080	-
ERP 10T3	ERP 10000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	383.311.395	-	-
ERP 10T4	ERP 10000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	297.765.504	-	-
ERP 35T1	ERP 35000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	445.825.700	-	-
ERP 35T2	ERP 35000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	384.956.508	-	-
ERP 35T3	ERP 35000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	625.143.048	-	-
ERP 35T4	ERP 35000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	539.597.157	-	-

4.3. Unidades Constructivas especiales del programa de nuevas Inversiones

Las unidades constructivas especiales son las contenidas en las resoluciones aprobatorias de los cargos de distribución durante la vigencia de la Resolución 11 del 2003.

Las unidades constructivas especiales se presentan en las siguientes tablas son las que se reconocieron inicialmente; existen unidades constructivas especiales nuevas que se han aprobado en el periodo de vigencia de la Resolución 11 de 2003.

Estas unidades están actualizadas para diciembre de 2011 por el IPP.

Tabla 30.4.3.1. Unidades Constructivas Especiales Gas Natural

Gas Natural		
Unidades proyectadas	\$ DIC 2002	\$ DIC 2011
Equipos de Odorización	\$ 270.347.927	\$ 383.081.498
Cruces subterráneos en vías	\$ 31.833.640	\$ 45.108.090
Equipos de protección catódica	\$ 21.520.414	\$ 30.494.306
Hot taps y equipos de obturación	\$ 593.971.364	\$ 841.654.096
Actuadores	\$ 51.062.007	\$ 72.354.578

Tabla 30.4.3.2. Unidades Constructivas Especiales EPM

EPM		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Sistemas de Control	\$ 4.424.642.983	\$ 6.269.694.323

Tabla 30.4.3.3 Unidades Constructivas Especiales Surtigas

SURTIGAS		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Sistemas de Control	\$ 37.666.910	\$ 53.373.800
Equipos de Odorización	\$ 68.450.040	\$ 96.993.323
Conexión a Red de Transporte	\$ 98.255.900	\$ 139.228.060
Cruces subfluviales	\$ 100.533.270	\$ 142.455.080
Cruces subterráneos en vías	\$ 3.726.910	\$ 5.281.011
Equipos de protección catódica	\$ 14.300.000	\$ 20.263.020
Trampa de raspatabos	\$ 20.500.000	\$ 29.048.385
Actuadores	\$ 22.945.600	\$ 32.513.787
Sistema de Emergencia	\$ 391.170.370	\$ 554.286.223
GPS	\$ 49.896.000	\$ 70.702.353

Tabla 30.4.3.4 Unidades Constructivas Especiales Gas Caribe

GAS CARIBE		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Equipo de Odorización	\$ 62.767.549	\$ 88.941.265
Sistemas de Control	\$ 754.300.000	\$ 1.068.838.875
Cruces Subfluviales	\$ 314.400.000	\$ 445.503.039
Cruces Subterráneos	\$ 403.800.000	\$ 572.182.338
Equipos de Protección Catódica	\$ 17.000.000	\$ 24.088.905

Tabla 30.4.3.5 Unidades Constructivas Especiales Alcanos

ALCANOS		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Sistemas de Control	\$ 4.252.913	\$ 62.706.130
Equipos de Odorización	\$ 21.872.221	\$ 30.992.815
Conexión a Red de Transporte	\$ 19.583.186	\$ 27.749.265
Equipos de protección catódica	\$ 51.209.795	\$ 72.563.993
Unidad de descompresión	\$ 26.046.953	\$ 36.908.387

Tabla 30.4.3.6 Unidades Constructivas Especiales Gas Oriente

GAS ORIENTE		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011

Cruces subterráneos en vías	\$ 6.307.968	\$ 8.938.355
Cruces aéreos acero	\$ 9.727.009	\$ 84.632.837
Cruces aéreos polietileno	\$ 24.639.207	\$ 34.913.618

Tabla 30.4.3.7 Unidades Constructivas Especiales Llanogas

LLANOGAS		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Cruce aéreo menor de PE de 1/2" - 2"	\$ 256.400.000	\$ 363.317.364
Cruce aéreo menor de PE de 3" - 4"	\$ 365.400.000	\$ 517.769.753
Cruce aéreo mayor de PE	\$ \$637.500.000	\$ 903.333.929
Cruce subfluvial de acero de 2"	\$ 769.658.400	\$ 1.090.601.642
Cruce aéreo de acero hasta 6"	\$ 1.275.000.000	\$ 1.806.667.858
Cruce en autopista o vía nacional	\$ 261.600.000	\$ 370.685.735
Hardware y software central de odorización	\$ 7.500.000	\$ 10.627.458
Protección catódica	\$ 98.504.794	\$ 139.580.742
Obra en suelo licuable hasta 6"	\$ 120.438.000	\$ 170.659.971

Tabla 30.4.3.8 Unidades Constructivas Especiales Gases de La Guajira

GASES DE LA GUAJIRA		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Sistemas de Control	\$ 26.651.000	\$ 37.764.318
Equipo de Odorización	\$ 44.220.000	\$ 62.659.492
Conexiones a la Red de Transporte	\$ 91.930.380	\$ 130.264.834
Cruces Subterráneos	\$ 2.837.733	\$ 4.021.052

Tabla 30.4.3.9 Unidades Constructivas Especiales Gases del Oriente

GASES DEL ORIENTE		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Sistemas de Control RTU	\$ 31.644.000	\$ 44.839.371
Equipo de Odorización Molinos	\$ 6.500.000	\$ 9.210.464
Equipo de Odorización Cerrito	\$ 42.000.000	\$ 59.513.765
Cruce Subfluvial Río Pamplonita	\$ 214.500.000	\$ 303.945.299
Protección catódica	\$ 173.000.000	\$ 245.140.031
Corrector de Volumen	\$ 9.150.000	\$ 12.965.499
Cruce aéreo Rígido Canal Bogotá D. Santander	\$ 18.000.000	\$ 25.505.899
Cruce aéreo Rígido Caño Picho	\$ 25.340.000	\$ 35.906.638
Cruce aéreo Rígido U. Libre	\$ 12.000.000	\$ 17.003.933

Tabla 30.4.3.10 Unidades Constructivas Especiales Gases de Occidente

GASES DE OCCIDENTE		
Unidades proyectadas	\$ de 2002	\$ de 2011
Actuadores Neumáticos	\$ 26.227.200	\$ 37.163.795
Centro de Control	\$ 15.299.200	\$ 21.678.881
Unidades Remotas	\$ 34.969.000	\$ 49.550.877
Cruces Subfluviales Acero	\$ 2.732.000.000	\$ 3.871.228.697
Cruces Aéreos Acero	\$ 5.245.440.000	\$ 7.432.759.099
Cruces Ferreos Acero	\$ 349.696.000.000	\$ 495.517.273.269
Cruces Subfluviales Polietileno	\$ 611.968.000	\$ 867.155.228
Cruces Férreo Polietileno	\$ 3.059.840.000	\$ 4.335.776.141
Cruce Aéreos Polietileno	\$ 415.264.000	\$ 588.426.762
Sistema de Protección Catódica	\$ 3.223.760	\$ 4.568.050
Unidades de Protección catódica	\$ 39.340.800	\$ 55.745.693
Sistema de Odorización	\$ 45.897.600	\$ 65.036.642

30.5 Reconocimiento de UC en el próximo periodo tarifario.

La clasificación de la infraestructura es responsabilidad de cada empresa, considerando el municipio atendido, la norma aplicable y el grupo al cual se ajusta cada UC de su Sistema de Distribución.

Para el reconocimiento de la infraestructura de las UC propuestas, la CREG debe verificar lo siguiente:

1. El agente asigna las UC que construirá en el próximo periodo tarifario dentro de los grupos definidos, considerando la normatividad aplicable a cada municipio sin exceder las especificaciones. Si una UC de tubería pertenece al grupo B, por ejemplo acero de 2" en zona verde, deberá reportar el código como TA2DE-B.
2. Las UC reconocidas en las resoluciones de aprobación de cargos con base en la Resolución CREG 011 de 2003, mantendrán los costos eficientes definidos y actualizados con el Índice de Precios al Productor total.
3. Las UC construidas en el periodo comprendido entre enero de 2003 y diciembre de 2011, serán reconocidas a los costos eficientes definidos en la Resolución CREG 011 de 2003 y actualizados con IPP y a los costos de las nuevas UC propuestas en este documento.

Se considera que las UC diseñadas y propuestas recogen y agrupan los diferentes cambios encontrados, considerando que el criterio de tipificación responde a una ponderación que acoge los impactos dentro de rangos de valores económicos racionales similares.

Para las volumetrías registradas en la Resolución 11 del 2003, se realizó una reconstrucción de las fórmulas, encontrado errores en los valores registrados. Se corrigió

los errores encontradas en volumetrías para la canalización de tubería de acero y de polietileno. Estas volumetrías son de aplicación general para todo el país, y se clasifican en el Grupo A.

En cuanto a los materiales, se clasificaron en Materiales para rellenos de zanja y reposiciones de piso, Tuberías y válvulas, y otros Materiales.

Las dimensiones utilizadas para las zanjas en tubería de acero y las cantidades de obra son las siguientes:

Tabla 30.5.1. Dimensiones para tubería de acero grupo A

Ancho zanja(m)	0,4	0,4	0,4	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Profundidad (m)	1,15	1,18	1,20	1,25	1,30	1,35	1,46	1,51	1,61
Pulgada tubería	2	3	4	6	8	10	14	16	20
Espesor asfalto	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Espesor Concreto	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Espesor Material de préstamo en concreto y asfalto	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Tabla 30.5.2. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN ASFALTO TUBERIA DE ACERO												
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API SL									
			TA2AS	TA3AS	TA4AS	TA6AS	TA8AS	TA10AS	TA14AS	TA16AS	TA20AS	
A. OBRA CIVIL												
A2.a	ROTURA DE VIAS EN ASFALTO e = 0.15 mts.	M3	60	60	60	90	135	135	135	135	135	
A4.a	EXCAVACION MANUAL	M3	72	74	76	119	186	194	212	220	237	
A5.a	EXCAVACION A MAQUINA	M3	320	330	336	528	828	864	943	979	1051	
A6.a	EXCAVACION ROCA	M3	8	8	8	13	21	22	24	24	26	
A7.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	16	16	17	26	41	43	47	49	53	
A8.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A9.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900	
A10.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A11.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
A12.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A13.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
A14.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
A15.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A16.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE	M3	310	320	328	524	839	875	930	950	974	
A17.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0.40 MTS)	M3	208	208	208	312	468	468	468	468	468	
A18.a	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
A19.a	SENALIZACION CON MOJON	UN	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
A20.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
A21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
A22.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2				
A23.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1	
A24.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
A25.a	REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE e = 0.15 mts	M3	75	75	75	112,5	168,75	168,75	168,75	168,75	168,75	
A27.a	RETIRO DE ESCOMBRUS	M3	286	292	295	450	683	707	784	825	921	
A28.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B. SUMINISTROS												
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 SL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
C1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

Tabla 30.5.3. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN CONCRETO TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L								
			TA2CO	TA3CO	TA4CO	TA6CO	TA8CO	TA10CO	TA14CO	TA16CO	TA20CO
A. OBRA CIVIL											
C2.a	ROTURA DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	80	80	80	120	180	180	180	180	180
C5.a	EXCAVACION MANUAL	M3	68	71	72	113	178	186	204	212	228
C6.a	EXCAVACIONES A MÁQUINA	M3	304	314	320	504	792	828	907	943	1015
C7.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	8	8	8	13	20	21	23	24	25
C8.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	15	16	16	25	40	41	45	47	51
C9.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C10.a	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE GEOTEXTIL NO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
C11.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C12.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
C13.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.a	APLICACIÓN DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
C15.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C16.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C17.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE	M3	284	294	302	485	781	816	872	892	916
C18.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,40 MTS)	M3	208	208	208	312	468	468	468	468	468
C19.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C20.a	SEÑALIZACION CON MOJON	UN	20	20	20	20	20	20	20	20	20
C21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C22.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C23.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2			
C24.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
C25.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C26.a	REPOSICION DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	80	80	80	120	180	180	180	180	180
C29.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	305	312	314	479	726	751	828	868	965
C30.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBÓN SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A -300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 30.5.4. Cantidades de obra para canalización en destapado de tubería de acero

CANALIZACIONES EN DESTAPADO TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L								
			TA2DE	TA3DE	TA4DE	TA6DE	TA8DE	TA10DE	TA14DE	TA16DE	TA20DE
A. OBRA CIVIL											
	ANCHO (m)		0,40	0,40	0,40	0,60	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
	PROUFUNDIDAD (m)		1,15	1,18	1,20	1,25	1,30	1,35	1,46	1,51	1,61
TI2.a	EXCAVACION MANUAL	M3	83	85	86	135	211	219	237	245	261
TI3.a	EXCAVACIONES A MÁQUINA	M3	368	378	384	600	936	972	1051	1087	1159
TI4.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	9	9	10	15	23	24	26	27	29
TI5.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	18	19	19	30	47	49	53	54	58
TI6.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TI7.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
TI8.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TI9.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
TI10.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TI11.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
TI12.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TI13.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TI14.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE	M3	596	606	614	953	1483	1518	1574	1594	1618
TI15.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,20 MTS)	M3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TI16.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
TI17.a	SEÑALIZACION CON MOJON	UN	20	20	20	20	20	20	20	20	20
TI18.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TI19.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TI20.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2			
TI21.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
TI22.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TI23.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	21	27	29	52	85	110	187	227	324
TI24.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
TI1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
VI1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Las dimensiones utilizadas para las zanjas en tubería de polietileno y las cantidades de obra son las siguientes:

Tabla 30.5.5. Dimensiones para tubería de Polietileno grupo A

Ancho zanja(m)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Profundidad (m)	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,60	0,60	0,60
Pulgada tubería	0,5	0,75	1	1,25	1,5	2	3	4	6
Espesor asfalto	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Espesor Concreto simple	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1			
Espesor Concreto 3000 psi							0,2	0,2	0,2
Espesor Material de préstamo en asfalto	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Espesor Material de préstamo en concreto	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tabla 30.5.6. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ASFALTO TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2AS	TPE3/4AS	TPE1AS	TPE1-1/4AS	TPE1-1/2AS	TPE2AS	TPE3AS	TPE4AS	TPE6AS
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS (ELECTROFUSION)	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
A1.p	ROTURA Y REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE (e=0.15cms)	M3	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4
A2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	125	127	128	130	132	135	142	149	163
A3.p	SUMINISTRO DE RECEBO (e=0.40 mts)	M3	144	144	144	144	144	144	144	144	144
A4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	2,78	2,81	2,85	2,89	2,93	3,00	3,16	3,31	3,61
A6.p	PERFORACION NEUMATICA EN PAVIMENTO FLEXIBLE (HASTA 2")	ML	80	80	80	80	80				
A8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML						80	80	80	80
A11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
A12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA	UN		1	1	1	1	1			
A13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

72

100

Tabla 30.5.7. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN CONCRETO TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2CO	TPE3/4CO	TPE1CO	TPE1-1/4CO	TPE1-1/2CO	TPE2CO	TPE3CO	TPE4CO	TPE6CO
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
C1.p	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO SIMPLE (e=0.10 mts)	M3	24	24	24	24	24	24			
	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO 3000 PSI (e=0.20 mts)	M3							48	48	48
C2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	119,36	120,83	122,31	123,79	125,27	128,23	134,14	140,05	151,88
C3.p	SUMINISTRO DE RECEBO	M3	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4
C4.p	INSTALACION DE TUBERÍA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	3,69	3,74	3,78	3,83	3,87	3,97	4,15	4,33	4,70
C6.p	PERFORACION NEUMATICA EN CONCRETO (HASTA 2')	ML	200	200	200	200	200	200			
C8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3' , 4' Y 6'	ML							200	200	200
C11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
C12.p	POLIVALVULAS	UN		1	1	1	1	1			
C13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

XL

100

Tabla 30.5.8. Cantidades de obra para canalizaciones en tableta, baldosín, gravilla de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN TABLETA, BALDOSIN, GRAVILLA DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2TA	TPE3/4TA	TPE1TA	TPE1-1/4TA	TPE1-1/2TA	TPE2TA	TPE3TA	TPE4TA	TPE6TA
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	4	2		
	CODO X" PE IPS	UN							2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	3	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
TB1 p	ROTURA Y REPOSICION DE TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA	M2	150	150	150	150	150	150	240	240	240
TB2 p	EXCAVACION EN TIERRA O RECIBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	88,23	89,14	90,06	90,97	91,89	93,72	97,37	101,03	108,35
TB3 p	SUMINISTRO DE RECIBO	M3	39	39	39	39	39	39	39	39	39
TB4 p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB5 f	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	3,68	3,71	3,75	3,79	3,83	3,90	4,06	4,21	4,51
TB6 p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2')	ML	500	500	500	500	500	500			
TB8 p	PERFORACION NEUMATICA EN 3" , 4" Y 6"	ML							200	200	200
TB11 p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
TB12 p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN		1	1	1	1	1			
TB13 p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB14 p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

26

140

Tabla 30.5.9. Cantidades de obra para canalización en zona verde de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ZONA VERDE DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2ZV	TPE3/4ZV	TPE1ZV	TPE1-1/4ZV	TPE1-1/2ZV	TPE2ZV	TPE3ZV	TPE4ZV	TPE6ZV
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
ZV1.p	REPOSICION DE ZONA VERDE	M2	300	300	300	300	300	300	300	300	300
ZV2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECIBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	180,13	182,00	183,87	185,73	187,60	191,34	198,80	206,27	221,21
ZV3.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV4.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	ML	3,68	3,71	3,75	3,79	3,83	3,90	4,06	4,21	4,51
	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2")	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV9.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
ZV10.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN		1	1	1	1	1			
ZV11.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV12.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Se obtuvieron nuevas unidades constructivas, por los cambios de volumetría, resultado de que la normatividad técnica o de seguridad es diferente en algunos municipios. Lo que hace que tenga diferentes especificaciones de anchos de zanja o profundidad de excavación, etc. Estas unidades constructivas son de aplicación específica.

Para las UC de tuberías, se proponen seis grupos clasificados como A, B, C, D, E, y F. El grupo A comprende las UC definidas en la Resolución CREG 011 de 2003 y las nuevas UC (PE con diámetros mayores a 6 pulgadas y PE de alta densidad), y en los demás grupos quedan incluidas las UC de aquellos mercados en los que las exigencias técnicas de construcción son superiores a los de las normas nacionales. Todas las UC fueron actualizadas con los índices macroeconómicos obtenidos.

Por tal motivo se dividieron las unidades constructivas en grupos, el grupo A corresponde a todo el país en general, el grupo B corresponde al mercado relevante Rio negro-Antioquiaen Valle de Aburra, el grupo C al mercado relevante en Florida Blanca Santander, el grupo D al mercado relevante en Cali, el grupo E al mercado relevante en Valle de Aburrá y el grupo F al mercado relevante en Bogotá.

El Grupo B es de aplicación específica para el Mercado de Alcanos de Colombia S.A ESP (Rionegro - Antioquia). Para el caso de tubería de acero se presentan las dimensiones de zanja y cantidades de obra, dependiendo del material a canalizar.

Tabla 30.5.10. Dimensiones para tubería de acero grupo B

Tuberías de Acero									
Sobreebanco Superficie	0.2	0.2	0.2	0.3	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
Ancho Zanja (m)	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Profundidad (m)	1.15	1.18	1.20	1.25	1.30	1.35	1.46	1.51	1.61
Pulgadas Tubería	2	3	4	6	8	10	14	16	20
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en concreto y asfalto	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40

Tabla 30.5.11. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE ACERO												
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 APISL									
			TA2AS	TA3AS	TA4AS	TA6AS	TA8AS	TA10AS	TA14AS	TA16AS	TA20AS	
A. OBRA CIVIL												
A2.a	ROTURA DE VIAS EN ASFALTO e = 0.15 mts.	M3	90	90	90	135	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5	
A4.a	EXCAVACION MANUAL	M3	72	74,16	75,6	118,8	186,3	194,4	212,22	220,32	236,52	
A5.a	EXCAVACION A MAQUINA	M3	320	329,6	336	528	828	864	943,2	979,2	1051,2	
A6.a	EXCAVACION ROCA	M3	8	8,24	8,4	13,2	20,7	21,6	23,58	24,48	26,28	
A7.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	16	16,48	16,8	26,4	41,4	43,2	47,16	48,96	52,56	
A8.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A9.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900	
A10.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A11.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
A12.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A13.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
A14.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
A15.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A16.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	305,6	319,7	328,3	524,2	839,1	874,3	930,4	950,4	974,4	
A17.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,40 MTS)	M3	208	208	208	312	468	468	468	468	468	
A18.a	SENAIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
A19.a	SENAIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
A20.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
A21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
A22.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2				
A23.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1	
A24.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
A25.a	REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE e = 0.15 mts	M3	112,5	112,5	112,5	168,75	253,13	253,13	253,13	253,13	253,13	
A27.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	316	322	325	495	750	775	852	892	989	
A28.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B. SUMINISTROS												
B1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 SL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
B1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B1.b	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

26

26

Tabla 30.5.12. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 APISL								
			TA200	TA300	TA400	TA600	TA800	TA1000	TA1400	TA1600	TA2000
A. OBRA CIVIL											
	ANCHO (m)		0,40	0,40	0,40	0,60	0,90	0,90	0,90	0,90	
	PROFUNDIDAD (m)		1,15	1,18	1,20	1,25	1,30	1,35	1,46	1,51	1,61
C2.a	ROTURA DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	120	120	120	180	270	270	270	270	
C5.a	EXCAVACION MANUAL	M3	68,4	70,56	72	113,4	178,2	186,3	204,12	212,22	228,42
C6.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	309	313,6	320	504	792	828	907,2	943,2	1015,2
C7.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	7,6	7,84	8	12,6	19,8	20,7	22,68	23,58	25,38
C8.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	15,2	15,68	16	25,2	39,6	41,4	45,36	47,16	50,76
C9.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C10.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
C11.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C12.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
C13.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
C15.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C16.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C17.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	283,6	293,7	302,3	485,2	780,6	816,3	871,9	891,9	915,9
C18.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,40 MTS)	M3	208	208	208	312	468	468	468	468	468
C19.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C20.a	SEÑALIZACION CON MUJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C22.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SOMBREROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C23.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	4	4	4	4	4
C24.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	4	4	4	4	4
C25.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C26.a	REPUSICION DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	120	120	120	180	270	270	270	270	270
C27.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	345	352	354	539	816	841	918	958	1055
C30.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
V1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 SL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CI.a	PLANTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
BI.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

XL

40

Tabla 30.5.13. Cantidades de obra para canalización en destapado de tubería de acero

CANALIZACIONES EN DESTAPADO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 APISL								
			TA2DE	TA3DE	TA4DE	TA6DE	TA8DE	TA10DE	TA14DE	TA16DE	TA20DE
A. OBRA CIVIL											
	ANCHO (m)		0,40	0,40	0,40	0,60	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
	PROFUNDIDAD (m)		1,15	1,18	1,20	1,25	1,30	1,35	1,46	1,51	1,61
T12.a	EXCAVACION MANUAL	M3	82,8	84,96	86,4	135	210,6	218,7	236,52	244,62	260,82
T13.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	368	377,6	384	600	936	972	1051,2	1087,2	1159,2
T14.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	9,2	9,44	9,6	15	23,4	24,3	26,28	27,18	28,98
T15.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	18,4	18,88	19,2	30	46,8	48,6	52,56	54,36	57,96
T16.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T17.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
T18.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T19.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
T110.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T111.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
T112.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
T113.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T114.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	595,8	605,7	614,3	953,2	1482,6	1518,3	1573,9	1593,9	1617,9
T115.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,20 MTS)	M3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	EMPRADIZADO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
T116.a	SENAIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
T117.a	SENAIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
T118.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
T119.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
T120.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	4	4	4	4	4
T121.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	4	4	4	4	4
T122.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
T123.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	21	27	29	52	85	110	187	227	324
T124.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.a	BRIDA ACERO CARBON A -300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 30.5.14. Dimensiones para tubería de polietileno grupo B

Tuberías de Polietileno									
Sobreeancho Superficie	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.2	0.2
Profundidad (m)	0.61	0.62	0.63	0.63	0.64	0.65	0.68	0.70	0.75
Ancho Zanja (m)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Pulgadas Tubería	0.50	0.75	1.00	1.25	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en Asfalto	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Espesor Material de préstamo en concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

21

142

Tabla 30.5.15. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2AS	TPE3/4AS	TPE1AS	TPE1-1/4AS	TPE1-1/2AS	TPE2AS	TPE3AS	TPE4AS	TPE6AS
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS (ELECTROFUSION)	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
A1.p	ROTURA Y REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE (e=0.15cms)	M3	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,8	62,8
A2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	113,8	115,4	116,9	118,5	120,1	123,2	129,4	180,9	197,6
A3.p	SUMINISTRO DE RECEO (e=0.40 mts)	M3	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	191,36	191,36
A4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	13,88	14,07	14,26	14,45	14,64	15,02	15,79	22,06	24,10
A6.p	PERFORACION NEUMATICA EN PAVIMENTO FLEXIBLE (HASTA 2')	ML	80	80	80	80	80				
A8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3', 4' Y 6'	ML						80	80	80	80
A11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPUESTERIA	UN							1	1	1
A12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
A13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A14.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.16. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2CO	TPE3/4CO	TPE1CO	TPE1-1/4CO	TPE1-1/2CO	TPE2CO	TPE3CO	TPE4CO	TPE6CO
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
C1.p	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO SIMPLE (e=0.10 mts)	M3									
	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO 3000 Fca (e=0.20 mts)	M3	72	72	72	72	72	72	72	96	96
C2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	86,7	88,3	89,9	91,5	92,1	97,7	100,0	140,4	154,7
C3.p	SUMINISTRO DE RECEO	M3	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	83,2	83,2
C4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	12,38	12,57	12,76	12,95	13,14	13,52	14,29	20,06	22,10
C6.p	PERFORACION NEUMATICA EN CONCRETO (HASTA 2')	ML	200	200	200	200	200	200			
C8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3', 4' Y 6'	ML							200	200	200
C11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPUESTERIA	UN							1	1	1
C12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
C13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.17. Cantidades de obra para canalización en tableta, baldosín, gravilla de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN TABLETA, BALDOSIN, GRAVILLA DE TUBERIA DE POLIETILENO										
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO							
			TPE1/2TA	TPE3/4TA	TPE1TA	TPE1-1/4TA	TPE1-1/2TA	TPE2TA	TPE3TA	TPE4TA
A. SUMINISTROS										
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4			
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7			
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2		
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL										
TB1.p	ROTURA Y REPOSICION DE TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA	M2	150	150	150	150	150	150	240	320
TB2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECIBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	73,5	74,3	75,0	75,8	76,6	78,1	142,0	196,4
TB3.p	SUMINISTRO DE RECIBO	M3	39	39	39	39	39	39	62,4	83,2
TB4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	18,38	18,57	18,76	18,95	19,14	19,52	20,29	28,06
TB6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2")	ML	500	500	500	500	500	500		
TB8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML							200	200
TB11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1
TB12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1		
TB13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.18. Cantidades de obra para canalización en zona verde de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ZONA VERDE DE TUBERIA DE POLIETILENO										
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO							
			TPE1/2ZV	TPE3/4ZV	TPE1ZV	TPE1-1/4ZV	TPE1-1/2ZV	TPE2ZV	TPE3ZV	TPE4ZV
A. SUMINISTROS										
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4			
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7			
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2		
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL										
ZV1.p	REPOSICION DE ZONA VERDE	M2	300	300	300	300	300	300	300	400
ZV2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECIBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	165,4	167,1	168,9	170,6	172,3	175,7	182,5	252,6
ZV3.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV4.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	ML	18,38	18,57	18,76	18,95	19,14	19,52	20,29	28,06
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2")	ML	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV9.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1
ZV10.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1		
ZV11.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV12.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30

El Grupo C es de aplicación específica para el Metrogas S.A ESP (Florida Blanca - Santander). Para el caso de tubería de acero se presentan las dimensiones de zanja y cantidades de obra, dependiendo del material a canalizar.

Tabla 30.5.19. Dimensiones para tubería de acero Grupo C

Tuberías de Acero									
Sobreancho Superficie	0.75	0.75	0.75	0.65	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Ancho Zanja (m)	0.5	0.5	0.5	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Profundidad (m)	1.15	1.18	1.20	1.25	1.30	1.35	1.46	1.51	1.61
Pulgadas Tubería	2	3	4	6	8	10	14	16	20
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en concreto y asfalto	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40

Tabla 30.5.20. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE ACERO												
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L									
			TA2AS	TA3AS	TA4AS	TA6AS	TA8AS	TA10AS	TA14AS	TA16AS	TA20AS	
A. OBRA CIVIL												
A2.a	ROTURA DE VIAS EN ASFALTO e = 0.15 mts.	M3	187,5	187,5	187,5	187,5	187,5	187,5	187,5	187,5	187,5	
A4.a	EXCAVACION MANUAL	M3	90	92,7	94,5	118,8	186,3	194,4	212,22	220,32	236,52	
A5.a	EXCAVACION A MAQUINA	M3	400	412	420	528	828	864	943,2	979,2	1051,2	
A6.a	EXCAVACION ROCA	M3	10	10,3	10,5	13,2	20,7	21,6	23,58	24,48	26,28	
A7.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	20	20,6	21	26,4	41,4	43,2	47,16	48,96	52,56	
A8.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A9.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	500	500	500	600	900	900	900	900	900	
A10.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A11.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
A12.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A13.a	APLICACIÓN DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
A14.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
A15.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A16.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	387,9	401,1	413,0	524,2	839,1	874,8	930,4	950,4	974,4	
A17.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,50 MTS)	M3	260	260	260	312	468	468	468	468	468	
A18.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
A19.a	SEÑALIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
A20.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
A21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
A22.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2				
A23.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1	
A24.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
A25.a	REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE e = 0.15 mts	M3	234,4	234,4	234,4	234,4	234,38	234,38	234,38	234,38	234,38	
A27.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	470	476	478	548	735	760	837	877	974	
A28.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B. SUMINISTROS												
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
C1.a	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A -300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

Tabla 30.5.21. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 APISL								
			TA200	TA300	TA400	TA600	TA800	TA1000	TA1400	TA1600	TA2000
A. OBRA CIVIL											
	ANCHO (m)		0,50	0,50	0,50	0,60	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
	PROFUNDIDAD (m)		1,15	1,18	1,20	1,25	1,30	1,35	1,46	1,51	1,61
C2.a	ROTURA DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	250	250	250	250	250	250	250	250	250
C5.a	EXCAVACION MANUAL	M3	85,5	88,2	90	113,4	178,2	186,3	204,12	212,22	228,42
C6.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	380	392	400	504	792	828	907,2	943,2	1015,2
C7.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	9,5	9,8	10	12,6	19,8	20,7	22,68	23,58	25,38
C8.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	19	19,6	20	25,2	39,6	41,4	45,36	47,16	50,76
C9.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C10.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	500	500	500	600	900	900	900	900	900
C11.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C12.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
C13.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
C15.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C16.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C17.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	355,4	368,6	380,5	485,2	780,6	816,3	871,9	891,9	915,9
C18.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,40 MTS)	M3	260	260	260	312	468	468	468	468	468
C19.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C20.a	SEÑALIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C22.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C23.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2			
C24.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
C25.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C26.a	REPOSICION DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	250	250	250	250	250	250	250	250	250
C29.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	531	538	539	609	796	821	898	938	1035
C30.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A -300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 30.5.22. Cantidades de obra para canalización en destapado de tubería de acero

CANALIZACIONES EN DESTAPADO DE TUBERIA DE ACERO												
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 APISL									
			A2DE	A3DE	A4DE	A6DE	A8DE	A10DE	A14DE	A16DE	A20DE	
A. OBRA CIVIL												
	ANCHO (m)		0,50	0,50	0,50	0,60	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	
	PROFUNDIDAD (m)		1,15	1,18	1,20	1,25	1,30	1,35	1,46	1,51	1,61	
T12.a	EACAVACION MANUAL	M3	103,5	106,2	108	135	210,6	218,7	236,52	244,62	260,82	
T13.a	EACAVACIONES A MAQUINA	M3	460	472	480	600	936	972	1051,2	1087,2	1159,2	
T14.a	EACAVACIONES EN ROCA	M3	11,5	11,8	12	15	23,4	24,3	26,28	27,18	28,98	
T15.a	EACAVACION ADICIONAL	M3	23	23,6	24	30	46,8	48,6	52,56	54,36	57,96	
T16.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T17.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TESUDO	M2	500	500	500	600	900	900	900	900	900	
T18.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T19.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
T110.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T111.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
T112.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
T113.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T114.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EACAVACIONES	M3	745,4	758,6	770,5	933,2	1482,6	1518,3	1573,9	1593,9	1617,9	
T115.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO	M3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	EMPRADIZADO	M2	500	500	500	600	900	900	900	900	900	
T116.a	SENALEZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
T117.a	SENALEZACION CON MOCION	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
T118.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
T119.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
T120.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2				
T121.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1	
T122.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
T123.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	25	32	33	52	85	110	187	227	324	
T124.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B. SUMINISTROS												
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
C1.a	CINTA DE SENALEZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A5.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

Tabla 30.5.23. Dimensiones para tubería de polietileno Grupo C

Tuberías de Polietileno										
Sobrecancho Superficie	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Profundidad (m)	0.61	0.62	0.63	0.63	0.64	0.65	0.68	0.70	0.75	0.75
Ancho Zanja (m)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Pulgadas Tubería	0.50	0.75	1.00	1.25	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0	6.0
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en Asfalto	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Espesor Material de préstamo en concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

Handwritten marks: "22" and "120"

Tabla 30.5.24. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE POLIETILENO												
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO									
			TPE1/2AS	TPE3/4AS	TPE1AS	TPE1-1/4AS	TPE1-1/2AS	TPE2AS	TPE3AS	TPE4AS	TPE6AS	
A. SUMINISTROS												
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4					
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7					
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2				
	CODO X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS (ELECTROFUSION)	UN							2	3	4	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL												
A1.p	ROTURA Y REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE (e=0.15cms)	M3	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5
A2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	208,2	211,1	213,9	216,8	219,6	225,4	236,8	248,2	271,1	
A3.p	SUMINISTRO DE RECEBO (e=0.40 mts)	M3	239,20	239,20	239,20	239,20	239,20	239,20	239,20	239,20	239,20	239,20
A4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	4,63	4,69	4,75	4,82	4,88	5,01	5,26	5,52	6,02	
A6.p	PERFORACION NEUMATICA EN PAVIMENTO FLEXIBLE (HASTA 2")	ML	80	80	80	80	80					
A6.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML						80	80	80	80	
A11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN								1	1	1
A12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A14.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.25. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE POLIETILENO												
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO									
			TPE1/2CO	TPE3/4CO	TPE1CO	TPE1-1/4CO	TPE1-1/2CO	TPE2CO	TPE3CO	TPE4CO	TPE6CO	
A. SUMINISTROS												
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4					
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7					
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2				
	CODO X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	3	4	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL												
C1.p	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO SIMPLE (e=0.10 mts)	M3										
C2.p	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO 3000 PSI (e=0.20 mts)	M3	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
C4.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	144,7	146,7	148,7	151,1	153,3	157,8	160,7	175,5	193,3	
C3.p	SUMINISTRO DE RECEBO	M3	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
C4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	20,64	20,95	21,27	21,59	21,91	22,54	23,81	25,08	27,62	
C6.p	PERFORACION NEUMATICA EN CONCRETO (HASTA 2")	ML	200	200	200	200	200	200				
C6.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML							200	200	200	
C11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN								1	1	1
C12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

22

14

Tabla 30.5.26. Cantidades de obra para canalización en tableta, baldosín, gravilla de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN TABLETA, BALDOSIN, GRAVILLA DE TUBERIA DE POLIETILENO												
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO									
			TPE1/2TA	TPE3/4TA	TPE1TA	TPE1-1/4TA	TPE1-1/2TA	TPE2TA	TPE3TA	TPE4TA	TPE6TA	
A. SUMINISTROS												
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TBE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL												
TB1.p	ROTURA Y REPOSICION DE TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA	M2	250	250	250	250	250	250	250	400	400	400
TB2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	140,9	142,4	143,8	145,3	146,8	149,7	257,0	266,6	285,9	
TB3.p	SUMINISTRO DE RECEBO	M3	65	65	65	65	65	65	104	104	104	
TB4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	12,25	12,38	12,51	12,64	12,76	13,02	13,52	14,03	15,05	
TB6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2')	ML	500	500	500	500	500	500				
TB8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML								200	200	200
TB11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN								1	1	1
TB12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1				
TB13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.27. Cantidades de obra para canalización en zona verde de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ZONA VERDE DE TUBERIA DE POLIETILENO												
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO									
			TPE1/2ZV	TPE3/4ZV	TPE1ZV	TPE1-1/4ZV	TPE1-1/2ZV	TPE2ZV	TPE3ZV	TPE4ZV	TPE6ZV	
A. SUMINISTROS												
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TBE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN							2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL												
ZV1.p	REPOSICION DE ZONA VERDE	M2	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
ZV2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	309,2	303,3	306,4	309,6	312,7	316,9	331,3	343,8	368,7	
ZV3.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV4.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	ML	6,13	6,19	6,25	6,32	6,38	6,51	6,76	7,02	7,32	
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2')	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV9.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN								1	1	1
ZV10.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1				
ZV11.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV12.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

El Grupo D es de aplicación específica para Gases de Occidente S.A ESP (Cali). Para el caso de tubería de acero se presentan las dimensiones de zanja y cantidades de obra, dependiendo del material a canalizar.

Tabla 30.5.28. Dimensiones para tubería de acero Grupo D

Tuberías de Acero									
Sobreancho Superficie	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Ancho Zanja (m)	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Profundidad (m)	1.15	1.18	1.20	1.25	1.30	1.35	1.46	1.51	1.61
Pulgadas Tubería	2	3	4	6	8	10	14	16	20
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Espesor Material de préstamo en concreto y asfalto	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60

Tabla 30.5.29. Cantidades de obra para canalización en asfalto e tubería de acero

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L								
			TA2AS	TA3AS	TA4AS	TA6AS	TA8AS	TA10AS	TA14AS	TA16AS	TA20AS
A. OBRA CIVIL											
A2.a	ROTURA DE VIAS EN ASFALTO e = 0.15 mts.	M3	150	150	150	180	225	225	225	225	225
A4.a	EXCAVACION MANUAL	M3	72	74,16	75,6	118,8	186,3	194,4	212,22	220,32	236,52
A5.a	EXCAVACION A MAQUINA	M3	320	329,6	336	528	828	864	943,2	979,2	1051,2
A6.a	EXCAVACION ROCA	M3	8	8,24	8,4	13,2	20,7	21,6	23,58	24,48	26,28
A7.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	16	16,48	16,8	26,4	41,4	43,2	47,16	48,96	52,56
A8.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A9.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
A10.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A11.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
A12.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A13.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
A14.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A15.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A16.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	257,8	267,7	276,3	446,2	722,1	757,8	813,4	833,4	857,4
A17.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,50 MTS)	M3	260	260	260	390	585	585	585	585	585
A18.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
A19.a	SEÑALIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
A20.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
A21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
A22.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
A23.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
A24.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A25.a	REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE e = 0.15 mts	M3	187,5	187,5	187,5	225	281,25	281,25	281,25	281,25	281,25
A27.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	428	434	437	618	890	914	991	1032	1128
A28.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A -300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 30.5.30. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L								
			TA2CO	TA3CO	TA4CO	TA6CO	TA8CO	TA10CO	TA14CO	TA16CO	TA20CO
A. OBRA CIVIL											
	ANCHO (m)		0,40	0,40	0,40	0,60	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
	PROFUNDIDAD (m)		1,15	1,18	1,20	1,25	1,30	1,35	1,46	1,51	1,61
C2.a	ROTURA DE VIAS EN CONCRETO e = 0.25 mts	M3	250	250	250	300	375	375	375	375	375
C5.a	EXCAVACION MANUAL	M3	64,8	66,96	68,4	108	170,1	178,2	196,02	204,12	220,32
C6.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	288	297,6	304	480	756	792	871,2	907,2	979,2
C7.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	7,2	7,44	7,6	12	18,9	19,8	21,78	22,68	24,48
C8.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	14,4	14,88	15,2	24	37,8	39,6	43,56	45,36	48,96
C9.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C10.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
C11.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C12.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
C13.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
C15.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C16.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C17.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	153,8	163,7	172,3	290,2	488,1	523,8	579,4	599,4	623,4
C18.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,40 MTS)	M3	312	312	312	468	702	702	702	702	702
C19.a	SENAIALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C20.a	SENAIALIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C22.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C23.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	4	4	4	4	4
C24.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
C25.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C26.a	REPOSICION DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	250	250	250	300	375	375	375	375	375
C29.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	579	585	587	814	1153	1178	1255	1295	1392
C30.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

22

12

Tabla 30.5.31. Cantidades de obra para canalización en destapado de tubería de acero

CANALIZACIONES EN DESTAPADO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API SL								
			TA2DE	TA3DE	TA4DE	TA6DE	TA8DE	TA10DE	TA14DE	TA16DE	TA20DE
A. OBRA CIVIL											
T12a	EXCAVACION MANUAL	M3	82,8	84,95	86,4	88	210,6	217	236,52	244,62	260,82
T13a	EXCAVACIONES A MÁQUINA	M3	368	377,6	384	600	936	972	1051,2	1087,2	1159,2
T14a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	9,2	9,44	9,6	15	23,4	24,3	26,28	27,18	28,98
T15a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	18,4	18,88	19,2	30	46,8	48,6	52,56	54,36	57,96
T16a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T17a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
T18a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T19a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
T10a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T11a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
T12a	CAJAS PARA VALVULAS Y ERIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
T13a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	M1	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
T14a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	595,8	605,7	614,3	953,2	1422,3	1518,3	1613,9	1693,9	1777,9
T15a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e=0,60 MTS)	M3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ENFRADIZADO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
T16a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
T17a	SEÑALIZACION CON MQUJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
T18a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
T19a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDERS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
T20a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	4	4	4	4	4
T21a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
T22a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2800 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
T23a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	21	27	29	52	85	110	187	227	324
T24a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 SL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1a	VALVULA ACERO CARBON A 300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1a	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5a	BRIDA ACERO CARBON A 300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 30.5.32. Dimensiones para tubería de polietileno Grupo D

Tuberías de Polietileno									
Sobreancho Superficie	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Profundidad (m)	0.61	0.62	0.63	0.63	0.64	0.65	0.68	0.70	0.75
Ancho Zanja (m)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Pulgadas Tubería	0.50	0.75	1.00	1.25	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en Asfalto	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Espesor Material de préstamo en concreto	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60

26

20

Tabla 30.5.33. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE POLETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLETILENO								
			TPE1/2AS	TPE3/4AS	TPE1AS	TPE1-1/4AS	TPE1-1/2AS	TPE2AS	TPE3AS	TPE4AS	TPE6AS
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS (ELECTROFUSION)	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
A1.p	ROTURA Y REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE (e=0.15cms)	M3	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	138,0	138,0
A2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	124,9	126,6	128,4	130,1	131,8	135,2	142,1	196,6	216,9
A3.p	SUMINISTRO DE RECEBO (e=0.40 mts)	M3	179,40	179,40	179,40	179,40	179,40	179,40	179,40	239,20	239,20
A4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	2,78	2,81	2,85	2,89	2,93	3,00	3,16	4,41	4,60
A6.p	PERFORACION NEUMATICA EN PAVIMENTO FLEXIBLE (HASTA 2')	ML	80	80	80	80	80				
A8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3', 4' Y 6'	ML						80	80	80	80
A11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
A12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
A13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.34. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE POLETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLETILENO								
			TPE1/2CO	TPE3/4CO	TPE1CO	TPE1-1/4CO	TPE1-1/2CO	TPE2CO	TPE3CO	TPE4CO	TPE6CO
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
C1.p	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO SIMPLE (e=0.10 mts)	M3									
	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO 3000 PSI (e=0.20 mts)	M3	144	144	144	144	144	144	144	160	160
C2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	86,7	88,8	89,3	90,7	92,0	94,7	100,0	140,4	154,7
C3.p	SUMINISTRO DE RECEBO	M3	187,2	187,2	187,2	187,2	187,2	187,2	187,2	249,6	249,6
C4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	12,38	12,57	12,76	12,95	13,14	13,52	14,29	20,06	22,10
C6.p	PERFORACION NEUMATICA EN CONCRETO (HASTA 2')	ML	200	200	200	200	200	200			
C8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3', 4' Y 6'	ML							200	200	200
C11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
C12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
C13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

20

20

Tabla 30.5.35. Cantidades de obra para canalización en tableta, baldosín, gravilla de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN TABLETA, BALDOSIN, GRAVILLA DE TUBERIA DE POLETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLETILENO								
			TPE1/2TA	TPE3/4TA	TPE1TA	TPE1-1/4TA	TPE1-1/2TA	TPE2TA	TPE3TA	TPE4TA	TPE6TA
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
TB1.p	ROTURA Y REPOSICION DE TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA	M2	150	150	150	150	150	150	240	320	320
TB2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	73,5	74,3	75,0	75,8	76,6	78,1	142,0	196,4	210,7
TB3.p	SUMINISTRO DE RECEBO	M3	39	39	39	39	39	39	62,4	83,2	83,2
TB4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	18,38	18,57	18,76	18,95	19,14	19,52	20,29	28,06	30,10
TB6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2")	ML	500	500	500	500	500	500			
TB8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML							200	200	200
TB11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
TB12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
TB13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.36. Cantidades de obra para canalización en zona verde de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ZONA VERDE DE TUBERIA DE POLETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLETILENO								
			TPE1/2ZV	TPE3/4ZV	TPE1ZV	TPE1-1/4ZV	TPE1-1/2ZV	TPE2ZV	TPE3ZV	TPE4ZV	TPE6ZV
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
ZV1.p	REPOSICION DE ZONA VERDE	M2	300	300	300	300	300	300	300	400	400
ZV2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	165,4	167,1	168,9	170,6	172,3	175,7	182,6	252,6	270,9
ZV3.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV4.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	ML	18,38	18,57	18,76	18,95	19,14	19,52	20,29	28,06	30,10
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2")	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV9.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
ZV10.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
ZV11.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV12.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

22

140

El Grupo E es de aplicación específica para Empresas Públicas de Medellín ESP, (Valle del Aburrá). Para el caso de tubería de acero se presentan las dimensiones de zanja y cantidades de obra, dependiendo del material a canalizar.

30.

Tabla 5.37. Dimensiones para tubería de acero Grupo E

Tuberías de Acero									
Sobreancho Superficie	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Ancho Zanja (m)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Profundidad (m)	1.15	1.18	1.20	1.25	1.30	1.35	1.46	1.51	1.61
Pulgadas Tubería	2	3	4	6	8	10	14	16	20
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en concreto y asfalto	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45

Tabla 30.5.38. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN ASFALTO TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L								
			TA2AS	TA3AS	TA4AS	TA6AS	TABAS	TA10AS	TA14AS	TA16AS	TA20AS
A. OBRA CIVIL											
A2.a	ROTURA DE VIAS EN ASFALTO e = 0.15 mts.	M3	120	120	120	120	165	165	165	165	165
A4.a	EXCAVACION MANUAL	M3	108	111.2	113.4	118.8	186.3	194.4	212.22	220.32	236.52
A5.a	EXCAVACION A MAQUINA	M3	480	494.4	504	528	828	864	943.2	979.2	1051.2
A6.a	EXCAVACION ROCA	M3	12	12.36	12.6	13.2	20.7	21.6	23.58	24.48	26.28
A7.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	24	24.72	25.2	26.4	41.4	43.2	47.16	48.96	52.56
A8.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A9.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	600	600	600	600	900	900	900	900	900
A10.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A11.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
A12.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A13.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
A14.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A15.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESIÓN Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A16.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	427.0	443.5	458.7	485.2	780.6	816.3	871.9	891.9	915.9
A17.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO	M3	351	351	351	351	526.5	526.5	526.5	526.5	526.5
A18.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
A19.a	SEÑALIZACION CON MOJON	UN	20	20	20	20	20	20	20	20	20
A20.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
A21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
A22.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2			
A23.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
A24.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A25.a	REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE e = 0.15 mts	M3	150	150	150	150	206.3	206.25	206.25	206.25	206.25
A27.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	497	505	505	519	771	796	873	913	1010
A28.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A -300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

20

AW

Tabla 30.5.39. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L								
			TA200	TA300	TA400	TA600	TA800	TA1000	TA1400	TA1600	TA2000
A. OBRA CIVIL											
C2.a	ROTURA DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	120	120	120	120	180	180	180	180	180
C5.a	EXCAVACION MANUAL	M3	102,6	105,8	108	111,4	178,2	186,3	204,12	212,22	228,42
C6.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	456	470,4	480	504	792	828	907,2	943,2	1015,2
C7.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	11,4	11,76	12	12,6	19,8	20,7	22,68	23,58	25,38
C8.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	22,8	23,52	24	25,2	39,6	41,4	45,36	47,16	50,76
C9.a	ACARKEOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C10.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	600	600	600	600	900	900	900	900	900
C11.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C12.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
C13.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
C15.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C16.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C17.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	310,0	326,5	341,7	368,2	605,1	640,8	696,4	716,4	740,4
C18.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO	M3	429	429	429	429	643,5	643,5	643,5	643,5	643,5
C19.a	SENAIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C20.a	SENAIZACION CON MOJON	UN	20	20	20	20	20	20	20	20	20
C21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C22.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C23.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2			
C24.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
C25.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C26.a	REPOSICION DE VIAS EN CONCRETO 3000 PSI (e=0.20 mts)	M3	120	120	120	120	180	180	180	180	180
C29.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	574	581	582	596	902	926	1003	1044	1140
C30.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
v1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A -300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

XL

100

Tabla 30.5.40. Cantidades de obra para canalización en destapado de tubería de acero

CANALIZACIONES EN DESTAPADO DE TUBERIA DE ACERO												
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 APISL									
			TA2DE	TA3DE	TA4DE	TA6DE	TA8DE	TA10DE	TA14DE	TA16DE	TA20DE	
A. OBRA CIVIL												
T12.a	EXCAVACION MANUAL	M3	124,2	127,4	129,6	135	210,6	218,7	236,52	244,62	260,82	
T13.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	552	566,4	576	600	936	972	1051,2	1087,2	1159,2	
T14.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	13,8	14,16	14,4	15	23,4	24,3	26,28	27,18	28,98	
T15.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	27,6	28,32	28,8	30	46,8	48,6	52,56	54,36	57,96	
T16.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T17.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	600	600	600	600	900	900	900	900	900	
T18.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T19.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
T110.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T111.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
T112.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
T113.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T114.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	661,0	677,5	692,7	719,2	1131,6	1167,3	1222,9	1242,9	1266,9	
T115.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO	M3	234	234	234	234	351	351	351	351	351	
	EMPRADIZADO	M2	600	600	600	600	900	900	900	900	900	
T116.a	SENAIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
T117.a	SENAIZACION CON MAJON	UN	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
T118.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
T119.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
T120.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2	2	2	2	
T121.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1	
T122.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
T123.a	RETIRO DE ESCUMBROS	M3	264	271	272	286	436	461	538	578	675	
T124.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B. SUMINISTROS												
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
C1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A5.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

Tabla 30.5.41. Dimensiones para tubería de polietileno Grupo E

Tuberías de Polietileno									
Sobreancho Superficie	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Profundidad (m)	0.61	0.62	0.63	0.63	0.64	0.65	0.68	0.70	0.75
Ancho Zanja (m)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Pulgadas Tubería	0.50	0.75	1.00	1.25	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en Asfalto	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Espesor Material de préstamo en concreto	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25

21

100

Tabla 30.5.42. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2AS	TPE3/4AS	TPE1AS	TPE1-1/4AS	TPE1-1/2AS	TPE2AS	TPE3AS	TPE4AS	TPE6AS
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X° PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X° PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TBE X° PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X° PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X° IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X° x X° PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X° PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X° x X° PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X° x X° PE IPS (ELECTROFUSION)	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
A1.p	ROTURA Y REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE (e=0.15cms)	M3	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0
A2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y	M3	124,9	126,6	128,4	130,1	131,8	135,2	142,1	148,9	162,6
A3.p	SUMINISTRO DE RECEBO (e=0.40 mts)	M3	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52	143,52
A4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	2,78	2,81	2,85	2,89	2,93	3,00	3,16	3,31	3,61
A6.p	PERFORACION NEUMATICA EN PAVIMENTO FLEXIBLE (HASTA	ML	80	80	80	80	80				
A8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3°, 4° Y 6°	ML						80	80	80	80
A11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN	UN							1	1	1
A12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA	UN	1	1	1	1	1	1			
A13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A14.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.43. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2CO	TPE3/4CO	TPE1CO	TPE1-1/4CO	TPE1-1/2CO	TPE2CO	TPE3CO	TPE4CO	TPE6CO
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X° PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X° PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TBE X° PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X° PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X° IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X° x X° PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X° PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X° x X° PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X° x X° PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
C1.p	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO SIMPLE (e=0.10 mts)	M3									
	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO 3000 PSI (e=0.20 mts)	M3	80	80	80	80	80	80	80	80	80
C2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y	M3	86,7	88,0	89,3	90,7	92,0	94,7	100,0	105,3	116,0
C3.p	SUMINISTRO DE RECEBO	M3	78	78	78	78	78	78	78	78	78
C4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	12,38	12,57	12,76	12,95	13,14	13,52	14,29	15,05	16,57
C6.p	PERFORACION NEUMATICA EN CONCRETO (HASTA 2")	ML	200	200	200	200	200	200			
C8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3°, 4° Y 6°	ML							200	200	200
C11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN	UN							1	1	1
C12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA	UN	1	1	1	1	1	1			
C13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

26

26

Tabla 30.5.44. Cantidades de obra para canalización en tableta, baldosín, gravilla de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN TABLETA, BALDOSIN, GRAVILLA DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2TA	TPE3/4TA	TPE1TA	TPE1-1/4TA	TPE1-1/2TA	TPE2TA	TPE3TA	TPE4TA	TPE6TA
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
TB1.p	ROTORA Y REPOSICION DE TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA	M2	150	150	150	150	150	150	240	240	240
TB2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y	M3	84,6	85,4	86,3	87,2	88,1	89,8	154,2	160,0	171,5
TB3.p	SUMINISTRO DE RECEBO	M5	39	39	39	39	39	39	62,4	62,4	62,4
TB4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	7,35	7,43	7,50	7,58	7,66	7,81	8,11	8,42	9,03
TB6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y	ML	500	500	500	500	500	500			
TB8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML							200	200	200
TB11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN	UN							1	1	1
TB12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA	UN	1	1	1	1	1	1			
TB13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

XL

100

Tabla 30.5.45. Cantidades de obra para canalización en zona verde de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ZONA VERDE DE TUBERIA DE POLETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLETILENO								
			TPE1/2ZV	TPE3/4ZV	TPE1ZV	TPE1-1/4ZV	TPE1-1/2ZV	TPE2ZV	TPE3ZV	TPE4ZV	TPE6ZV
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TBE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
ZV1.p	REPOSICION DE ZONA VERDE	M2	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	SUMINISTRO DE RECEBO	M3	97,5	97,5	97,5	97,5	97,5	97,5	97,5	97,5	97,5
ZV2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y	M3	180,1	182,0	183,9	185,7	187,6	191,3	196,8	206,3	221,2
ZV3.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV4.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	ML	3,68	3,71	3,75	3,79	3,83	3,90	4,06	4,21	4,51
	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZV9.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN	UN							1	1	1
ZV10.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA	UN	1	1	1	1	1	1			
ZV11.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV12.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

El Grupo F es de aplicación específica para el Mercado de Gas Natural S.A, (Bogotá D.C). Para el caso de tubería de acero se presentan las dimensiones de zanja y cantidades de obra, dependiendo del material a canalizar.

Tabla 30.5.46. Dimensiones para tubería de acero Grupo F

Tuberías de Acero									
Sobreebanco concreto vías	2.6	2.6	2.6	2.4	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Sobreebanco Asfalto	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Ancho Zanja (m)	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Profundidad (m)	1.15	1.18	1.20	1.25	1.30	1.35	1.46	1.51	1.61
Pulgadas Tubería	2	3	4	6	8	10	14	16	20
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Relleno Fluido Asfalto	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Espesor Material de préstamo en asfalto B600	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Espesor Material de préstamo en concreto B600	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80

Tabla 30.5.47. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 APISL								
			TA2AS	TA3AS	TA4AS	TA6AS	TA8AS	TA10AS	TA14AS	TA16AS	TA20AS
A. OBRA CIVIL											
A2.a	ROTURA DE VIAS EN ASFALTO e = 0.15 mts.	M3	150	150	150	180	225	225	225	225	225
A4.a	EXCAVACION MANUAL	M3	72	74,16	75,6	118,8	186,3	194,4	212,22	220,32	236,52
A5.a	EXCAVACION A MAQUINA	M3	320	329,6	336	528	828	864	943,2	979,2	1051,2
A6.a	EXCAVACION ROCA	M3	8	8,24	8,4	13,2	20,7	21,6	23,58	24,48	26,28
A7.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	16	16,48	16,8	26,4	41,4	43,2	47,16	48,96	52,56
A8.a	ACARRUES INTERVOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A9.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
A10.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A11.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
A12.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A13.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
A14.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A15.a	LIMPIEZA INTERIOR. PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A16.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	101,8	111,7	120,3	212,2	371,1	406,8	462,4	482,4	506,4
A17.a	RELLENO EN MATERIAL DE PRESTAMO 6000	M3	260	260	260	390	585	585	585	585	585
	RELLENO FLUIDO (e= 0,30 MTS)		120	120	120	180	270	270	270	270	270
A18.a	SENALEZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
A19.a	SENALEZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
A20.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
A21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
A22.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2			
A23.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
A24.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M5	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A25.a	REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE e = 0.15 mts	M3	187,5	187,5	187,5	225,0	281,3	281,3	281,3	281,3	281,3
A27.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M5	584,2	590,4	592,5	852,2	1240,8	1265,4	1342,4	1382,8	1479,4
A28.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SENALEZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

22

104

Tabla 30.5.48. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de acero

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE ACERO											
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L								
			TA20CO	TA30CO	TA40CO	TA60CO	TA80CO	TA100CO	TA140CO	TA160CO	TA200CO
A. OBRA CIVIL											
C2.a	ROTURA DE VIAS EN CONCRETO e = 0.15 mts	M3	450	450	450	450	450	450	450	450	450
C5.a	EXCAVACION MANUAL	M3	72	74,16	75,6	118,8	186,3	194,4	212,22	220,32	236,52
C6.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	320	329,6	336	528	828	864	943,2	979,2	1051,2
C7.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	8,0	8,24	8,4	13,2	20,7	21,6	23,58	24,48	26,28
C8.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	16	16,48	16,8	26,4	41,4	43,2	47,16	48,96	52,56
C9.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C10.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900
C11.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C12.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200
C13.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50
C15.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C16.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C17.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EACAVACIONES	M3	101,8	111,7	120,3	212,2	371,1	406,8	462,4	482,4	506,4
C18.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO	M3	416,0	416,0	416,0	624,0	936,0	936,0	936,0	936,0	936,0
C19.a	SENAIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C20.a	SENAIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15
C21.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C22.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDEROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C23.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	2	2			
C24.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1
C25.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C26.a	REPOSICION DE VIAS EN CONCRETO e = 0.20 mts	M3	450	450	450	450	450	450	450	450	450
C29.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	884	890	893	1122	1466	1490	1567	1608	1704
C30.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B. SUMINISTROS											
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
C1.a	CINTA DE SENALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
B1.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2

2L

100

Tabla 30.5.49. Cantidades de obra para canalización en destapado de tubería de acero

CANALIZACIONES EN DESTAPADO DE TUBERIA DE ACERO												
ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	DIAMETRO DE TUBERIA DE ACERO CALIBRE 40 API5L									
			TA2DE	TA3DE	TA4DE	TA6DE	TA8DE	TA10DE	TA14DE	TA16DE	TA20DE	
A. OBRA CIVIL												
T12.a	EXCAVACION MANUAL	M3	82,8	84,96	86,4	135	210,6	218,7	236,52	244,62	260,82	
T13.a	EXCAVACIONES A MAQUINA	M3	368	377,6	384	600	936	972	1051,2	1087,2	1159,2	
T14.a	EXCAVACIONES EN ROCA	M3	9,2	9,44	9,6	15	23,4	24,3	26,28	27,18	28,98	
T15.a	EXCAVACION ADICIONAL	M3	18,4	18,88	19,2	30	46,8	48,6	52,56	54,36	57,96	
T16.a	ACARREOS INTERNOS DE MATERIAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T17.a	SUMINISTRO E INSTALACION DE GEOTEXTIL NO TEJIDO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900	
T18.a	TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T19.a	DOBLADO EN TUBERIA DE DIAMETRO	ML	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
T110.a	ALINEACION, SOLDADURA Y BAJADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T111.a	APLICACION DE REVESTIMIENTO EN CAMPO EN TUBERIA	ML	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
T112.a	CAJAS PARA VALVULAS Y BRIDAS EN CONCRETO	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
T113.a	LIMPIEZA INTERIOR, PRUEBA DE PRESION Y SECADO DE TUBERIA	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
T114.a	RELLENO EN MATERIAL PROVENIENTE DE EXCAVACIONES	M3	596	606	614	953	1483	1518	1574	1594	1618	
T115.a	RELLENOS EN MATERIAL DE PRESTAMO (e = 0,20 MTS)	M3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	EMPRADIZADO	M2	400	400	400	600	900	900	900	900	900	
T116.a	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
T117.a	SEÑALIZACION CON MOJON	UN	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
T118.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE CAJAS DE INSPECCION	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
T119.a	DEMOLICION Y RECONSTRUCCION DE SUMIDROS	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
T120.a	RECONSTRUCCION DOMICILIARIA AGUA POTABLE	UN	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
T121.a	RECONSTRUCCION CAJAS AGUAS NEGRAS	UN	4	4	4	4	3	3	1	1	1	
T122.a	PROTECCIONES EN CONCRETO 2500 PSI	M3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
T123.a	RETIRO DE ESCOMBROS	M3	21	27	29	52	85	110	187	227	324	
T124.a	LIMPIEZA FINAL	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
B. SUMINISTROS												
T1.a	TUBERIA ACERO CARBON SCH 40 5L	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
V1.a	VALVULA ACERO CARBON A-300	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
C1.a	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
A5.a	BRIDA ACERO CARBON A-300	UN	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

Tabla 30.5.50. Dimensiones para tubería de polietileno Grupo F

Tuberías de Polietileno									
Sobreebanco concreto vías	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Sobreebanco Asfalto	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Ancho Andén	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Profundidad (m)	0.61	0.62	0.63	0.63	0.64	0.65	0.68	0.70	0.75
Ancho Zanja (m)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Pulgadas Tubería	0.50	0.75	1.00	1.25	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0
Espesor Asfalto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Espesor Concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Espesor Material de préstamo en Asfalto	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Espesor Material de préstamo en concreto	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Relleno Fluido Asfalto	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30

Tabla 30.5.51. Cantidades de obra para canalización en asfalto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ASFALTO DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2AS	TPE3/4AS	TPE1AS	TPE1-1/4AS	TPE1-1/2AS	TPE2AS	TPE3AS	TPE4AS	TPE6AS
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS (ELECTROFUSION)	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
A1.p	ROTURA Y REPOSICION DE PAVIMENTO FLEXIBLE (e=0.15cms)	M3	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2
A2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	124,9	126,6	128,3	130,1	131,8	135,2	142,1	148,9	162,6
A3.p	RELLENO EN MATERIAL DE PRESTAMO B600	M3	48,8	50,5	52,5	54,3	56,1	59,5	66,3	73,0	85,2
	RELLENO FLUIDO ESPESOR CONSTANTE = 30 CM		90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
A4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	2,75	2,81	2,85	2,89	2,93	3,00	3,16	3,31	3,61
A6.p	PERFORACION NEUMATICA EN PAVIMENTO FLEXIBLE (HASTA 2")	ML	80	80	80	80	80				
A8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML						80	80	80	80
A11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
A12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
A13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.52. Cantidades de obra para canalización en concreto de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN CONCRETO DE TUBERIA DE POLIETILENO											
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO								
			TPE1/2CO	TPE3/4CO	TPE1CO	TPE1-1/4CO	TPE1-1/2CO	TPE2CO	TPE3CO	TPE4CO	TPE6CO
A. SUMINISTROS											
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4				
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7				
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2			
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4	4
	CINTA DE SEÑALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL											
C1.p	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO SIMPLE (e=0.10 mts)	M3	72	72	72	72	72	72	72	72	72
	ROTURA Y REPOSICION DE CONCRETO 3000 PSI (e=0.20 mts)	M3	256	256	256	256	256	256	256	256	256
C2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	119,4	120,8	122,3	123,8	125,3	128,2	110,9	116,8	128,6
C3.p	RELLENO EN MATERIAL DE PRESTAMO B600	M3	123,0	124,0	126,1	127,6	129,1	132,2	114,3	120,3	132,6
C4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	3,69	3,74	3,78	3,83	3,87	3,91	3,43	3,61	3,98
C6.p	PERFORACION NEUMATICA EN CONCRETO (HASTA 2")	ML	200	200	200	200	200	200			
C8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML							200	200	200
C11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1	1
C12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1			
C13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
C14.p	SEÑALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Handwritten marks: "XL" and "M20" in the bottom right corner.

Tabla 30.5.53. Cantidades de obra para canalización en tableta, baldosín, gravilla de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN TABLETA, BALDOSIN, GRAVILLA DE TUBERIA DE POLIETILENO										
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO							
			TPE1/2TA	TPE3/4TA	TPE1TA	TPE1-1/4TA	TPE1-1/2TA	TPE2TA	TPE3TA	TPE4TA
A. SUMINISTROS										
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4			
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7			
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2		
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL										
TB1.p	ROTURA Y REPOSICION DE TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA	M2	150	150	150	150	150	150	240	240
TB2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	88,2	89,1	90,1	91,0	91,9	93,7	158,2	164,2
TB3.p	RELLENO EN MATERIAL DE PRESTAMO BONO	M5	92	93	94	95	96	98	162	168
TB4.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB5.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	3,68	3,71	3,75	3,79	3,83	3,90	4,06	4,21
TB6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2)	ML	500	500	500	500	500	500		
TB8.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML							200	200
TB11.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1
TB12.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1		
TB13.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
TB14.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30

Tabla 30.5.54. Cantidades de obra para canalización en zona verde de tubería de polietileno

CANALIZACIONES EN ZONA VERDE DE TUBERIA DE POLIETILENO										
ITEM	ACTIVIDAD	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO							
			TPE1/2ZV	TPE3/4ZV	TPE1ZV	TPE1-1/4ZV	TPE1-1/2ZV	TPE2ZV	TPE3ZV	TPE4ZV
A. SUMINISTROS										
	TUBERIA X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
	TAPON X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1	1
	TEE X" PE IPS	UN	9	4	4	4	4			
	UNION X" PE IPS	UN	7	7	7	7	7			
	POLIVALVULA X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1	1
	REDUCCION X" x X" PE IPS	UN		4	4	4	4	2		
	CODO X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	2	2
	SILLETA X" x X" PE IPS	UN						2	3	4
	CINTA DE SENALIZACION	ML	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
B. OBRA CIVIL										
ZV1.p	REPOSICION DE ZONA VERDE	M2	300	300	300	300	300	300	300	300
ZV2.p	EXCAVACION EN TIERRA O RECEBO, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	M3	180,1	182,0	183,9	185,7	187,6	191,3	198,8	206,3
ZV3.p	INSTALACION DE TUBERIA DE POLIETILENO	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV4.p	EXCAVACION EN ROCA, TAPE, COMPACTACION Y LIMPIEZA	ML	3,68	3,71	3,75	3,79	3,83	3,90	4,06	4,21
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN TABLETA, BALDOSIN Y GRAVILLA (HASTA 2)	ML	500	500	500	500	500	500		
ZV6.p	PERFORACION NEUMATICA EN 3", 4" Y 6"	ML								
ZV9.p	CONSTRUCCION DE CAJAS PARA POLIVALVULAS EN MAMPOSTERIA	UN							1	1
ZV10.p	SUMINISTRO E INSTALACION DE CAJAS PREFABRICADAS PARA POLIVALVULAS	UN	1	1	1	1	1	1		
ZV11.p	PRUEBA NEUMATICA Y GASIFICACION PARA REDES DE DISTRIBUCION	ML	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZV12.p	SENALIZACION CON PLAQUETAS	UN	30	30	30	30	30	30	30	30

26

140

Para la actualización de los precios, se utilizan indexadores macroeconómicos de manera ponderada con respecto al peso de cada uno de los componentes definidos sobre el total del costo de la UC, como se indica en la fórmula siguiente:

$$IUC = w_M \times \frac{IPM}{IPM_0} + w_E \times \frac{IPE}{IPE_0} + w_O \times \frac{IPO}{IPO_0}$$

IUC : Índice de actualización de la Unidad Constructiva

IPM: Índice de Precios para Materiales

*IPM*₀: Índice de Precios para Materiales en el año 0

IPE: Índice de Precios para Equipos

*IPE*₀: Índice de Precios para Equipos en el año 0

IPO : Índice de Precios para Mano de Obra

*IPO*₀ : Índice de Precios para Mano de Obra en el año 0

*w*_M : Ponderador para Materiales de la unidad constructiva

*w*_E : Ponderador para Equipos de la unidad constructiva

*w*_O : Ponderador para Mano de Obra de la unidad constructiva

Con $w_M + w_E + w_O = 1$

De acuerdo con los estudios, *“los índices propuestos deben reflejar las variaciones en los precios de los bienes o servicios que son adquiridos, importados o fabricados en el territorio nacional” y “las variaciones en los índices de precios internacionales por si solos casi nunca reflejan las variaciones de los precios de los bienes y servicios en el territorio nacional, toda vez que esas variaciones no incorporan los costos de transportes, fletes, seguros, impuestos y otros costos propios de los elementos que hacen parte de las UC”.*

Lo anterior depende de la participación en volumen de los bienes importados frente a la producción nacional del mismo tipo de bien, y de la correlación entre precios internacionales y nacionales.

En consecuencia, los indicadores como el Índice de Precios al Productor -IPP o el Índice de Precios al Consumidor -IPC, son adecuados para la actualización de la mayoría de los precios de algunos sectores económicos, ya que recogen las variaciones de precios nacionales.

Para actualizar los precios de las tuberías de acero se ha considerado la variación del índice IPP de las tuberías de acero y hierro en EEUU. Para el caso de las tuberías de polietileno, se utilizó un índice que refleja los incrementos de precios de las tuberías y accesorios de polietileno en Colombia en el periodo analizado.

Las tuberías de acero para construcción de oleoductos y gasoductos en Colombia, aunque se fabrican en el país (no todos los diámetros, hasta 10”), también se importan. Al parecer los precios nacionales siguen de cerca a los internacionales. Si los precios

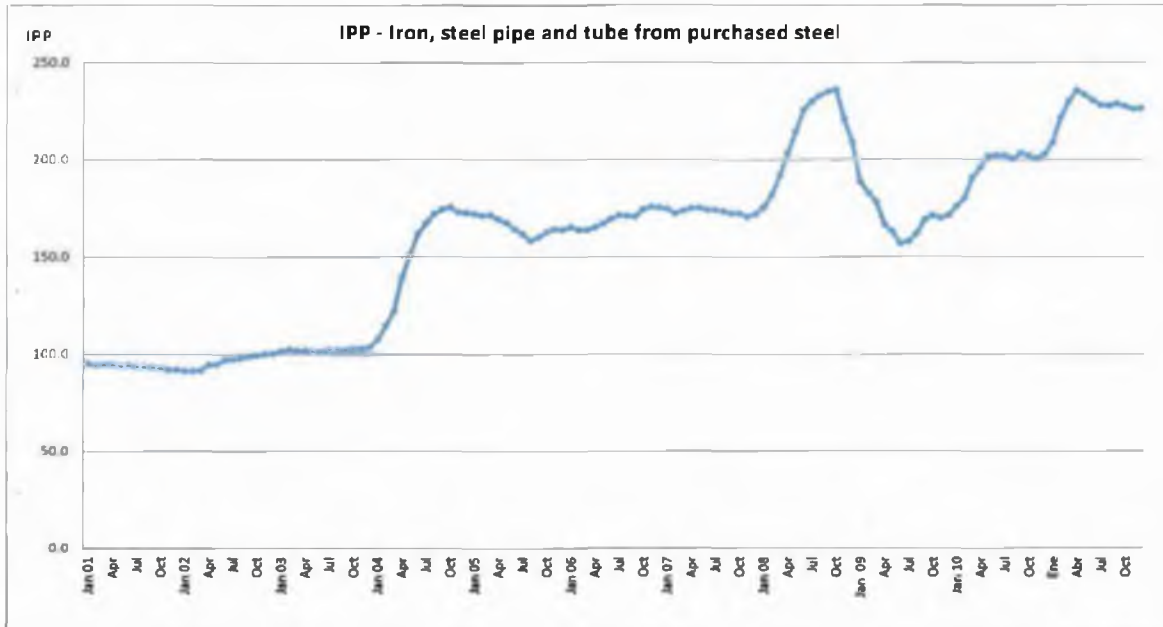
nacionales son superiores a los de las tuberías importadas más los costos de aranceles, transportes, seguros, etc., las empresas adquieren las tuberías en el mercado internacional.

En Oil And Gas Journal (O&GJ), se realiza anualmente un análisis de la evolución de la industria de gas en EEUU, entre ellos los costos de construcción por milla de red de tubería de acero. En dicho análisis se consideran los siguientes componentes de costos: materiales (incluye tuberías y su recubrimiento, protección catódica), laborales, misceláneo (diseños, interventorías, vigilancia, contingencias, equipo de telecomunicaciones, transporte, impuestos, costos financieros durante la construcción, administración, contribuciones regulatorias), y derechos de vía (incluye servidumbres, daños y perjuicios por la construcción).

En el caso de los materiales, el aumento en los costos promedio por milla, es del 5.2% en el periodo julio 2008 - junio 2009 y del 60.7% en el periodo de doce meses siguientes. La información anterior corresponde a la reportada a la FERC por las empresas transportadoras de gas.

El incremento en los costos de los materiales de las tuberías de acero presentada por O&GJ, también se refleja en la variación del índice de precios de las tuberías de hierro y acero en los EEUU. La tendencia en el periodo 2001-2011 es creciente, con variaciones pronunciadas entre los años 2008, 2009 y 2011.

Gráfica 4. IPP Tuberías acero hierro en EEUU



Fuente: http://www.bls.gov/xg_shells/ro4xgppihi.htm

De acuerdo con la anterior gráfica, si tomáramos la variación del índice entre dos fechas puntuales, obtendríamos resultados con alta volatilidad, que afectarían en mayor o menor medida la actualización de las inversiones en tuberías de acero que realizarán las empresas distribuidoras de gas por redes. Para evitar la volatilidad mensual, se toman los promedios anuales del IPP de las tuberías de acero.

Handwritten marks: '21' and '10' in the bottom right corner.

210.54% variación de los promedios anuales entre los años 2001-2010
 243.26% variación de los promedios anuales entre los años 2001-2011

En conclusión, para las tuberías de acero se utilizó la variación de los promedios anuales del IPP de tuberías de hierro y acero de EEUU.

Para el caso de las tuberías y accesorios de polietileno, se realizó un ejercicio para determinar la variación de precios entre el año 2001 y 2011 con base en los costos reconocidos en la Resolución CREG 011 de 2003 para las UC de tuberías de PE y los precios de lista de uno de los productores nacionales de dichos materiales.

Tabla 30.5.55. Variación de Precios de Tuberías de PE entre 2001 y 2011

Tuberías	dic-01	dic-11	Variación
1/2 RDE 9	1,277	2,136	67%
3/4 RDE 11	1,700	2,645	56%
1 RDE 11	2,987	4,275	43%
2 RDE 11	8.343	13,356	60%
3 RDE 11	19,055	29,101	53%
4 RDE 11	29,767	45,784	54%
6 RDE 11	57,680	99,415	72%

Fuente: Precios reconocidos en Res CREG 011 de 2003 y Lista de Precios Extrucol

Tabla 30.5.56. Variación de Precios de Accesorios de PE entre 2001 y 2011

Accesorios	dic-01	dic-11	Variación
Tapón 1/2	2,000	3.184.20	59%
Tapón 3/4	3,100	4,935.80	59%
Tapón 1	4,500	7,217.52	60%
Tapón 2	8,500	13,504.72	59%
Tapón 3	32,000	43,738.96	37%
Tapón 4	46,000	74,063.68	61%
Tapón 6	130,000	189,327.08	46%
Unión 1/2	1,800	3,011.00	67%
Unión 3/4	1,700	2,804.00	65%
Unión 1/2	3,700	6.416.00	73%
Codo Tope 2	27,000	41,040.80	52%
Codo Tope 3	71,000	94,941.36	34%
Codo Tope 4	90,000	160,034.76	78%
Codo Tope 6	205,000	295,777.96	44%
Poliválvula 3/4	100,000	132,030.04	32%
Poliválvula 1	100,000	135,598.20	36%
Poliválvula 2	236,000	321,154.12	36%
Poliválvula 3	408,000	535,256.48	31%
Poliválvula 4	622,000	820,725.52	32%
Poliválvula 6	1,444,000	1.962.602.84	36%
Silleta 2	16,000	26,287.92	64%
Silleta 3	16,000	26,287.92	64%
Silleta 4	16,000	26,287.92	64%

Accesorios	dic-01	dic-11	Variación
Silleta 6	16.000	26,287.92	64%
Silleta EF 2	55,000	117,324.72	113%
Silleta EF 3	75,000	112,462.00	50%
Silleta EF 4	100,000	112,462.00	12%
Silleta EF 6	234.000	161,938.32	-31%

Para determinar las variaciones en cada UC de tuberías de PE, se considera una variación ponderada con base en las cantidades de tubería y accesorios por km de UC, como se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 30.5.57. Cantidades y Costos Unitarios de Tuberías de PE reconocidas en Res. CREG 011 de 2003

Costos Unitarios 2001	UN	DIAMETRO DE TUBERIA DE POLIETILENO						
		TPE1/2	TPE3/4	TPE1	TPE2	TPE3	TPE4	TPE6
Tubería X" PE IPS	ML	1240	1650	2900	8100	18500	28900	56000
Tapón X" PE IPS	UN	2000	3100	4500	8500	32000	46000	130000
Tee X" PE IPS	UN	3300	3500	6800				
Unión X" PE IPS	UN	1800	1700	3700				
Polivalvula X" IPS	UN		100000	100000	236000	408000	622000	1444000
Reducción X" x X" PE IPS	UN		5500	13000	17000			
Codo X" PE IPS	UN				27000	71000	90000	205000
Silleta X" x X" PE IPS	UN				16000	16000	16000	
Silleta X" x X" PE IPS (electrofusión)	UN				55000	75000	100000	234000
Cantidades	UN	TPE1/2	TPE3/4	TPE1	TPE2	TPE3	TPE4	TPE6
Tubería X" PE IPS	ML	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030
Tapón X" PE IPS	UN	1	1	1	1	1	1	1
Tee X" PE IPS	UN	9	4	4				
Unión X" PE IPS	UN	7	7	7				
Polivalvula X" IPS	UN		1	1	1	1	1	1
Reducción X" x X" PE IPS	UN		4	4	2			
Codo X" PE IPS	UN				2	2	2	2
Silleta X" x X" PE IPS	UN				2	2	2	2
Silleta X" x X" PE IPS (electrofusión)	UN				2	3	4	4
Cantidades totales 2001	UN	TPE1/2	TPE3/4	TPE1	TPE2	TPE3	TPE4	TPE6
Tubería X" PE IPS	km	1,277,200	1,699,500	2,987,000	8,343,000	19,055,000	29,767,000	57,680,000
Tapón X" PE IPS	km	2,000	3,100	4,500	8,500	32,000	46,000	130,000
Tee X" PE IPS	km	29,700	14,000	27,200	0	0	0	0
Unión X" PE IPS	km	12,600	11,900	25,900	0	0	0	0
Polivalvula X" IPS	km	0	100,000	100,000	236,000	408,000	622,000	1,444,000
Reducción X" x X" PE IPS	km	0	22,000	52,000	34,000	0	0	0
Codo X" PE IPS	km	0	0	0	54,000	142,000	180,000	410,000
Silleta X" x X" PE IPS	km	0	0	0	32,000	32,000	32,000	32,000
Silleta X" x X" PE IPS (electrofusión)	km	0	0	0	110,000	225,000	400,000	936,000
Total 2001	km	1,321,500	1,850,500	3,196,600	8,817,500	19,894,000	31,047,000	60,632,000

Costos Unitarios 2009	UN	TPE1/2	TPE3/4	TPE1	TPE2	TPE3	TPE4	TPE6
Tubería X" PE IPS	ML	2.136	2.645	4.275	13.356	29,101	45,784	99,415
Tapón X" PE IPS	UN	3.184	4.936	7,218	13,505	43,739	74,064	189,327
Tee X" PE IPS	UN	4.997	5.534	10,982				
Unión X" PE IPS	UN	3.011	2,804	6,416				
Polivalvula X" IPS	UN		132,030	135,598	321,154	535,256	820,726	1,962,603
Reducción X" x X" PE IPS	UN		8,867	12,637	33,979			
Codo X" PE IPS	UN				41,041	94,941	160,035	295,778

22

22

Sesión No. 530

Silleta X" x X" PE IPS	UN				26,288	26,288	26,288	26,288
Silleta X" x X" PE IPS (electrofusión)	UN				117,325	112,462	112,462	161,938
Costos Totales 2009	UN	TPE1/2	TPE3/4	TPE1	TPE2	TPE3	TPE4	TPE6
Tubería X" PE IPS	KM	2,199,627	2,724,144	4,402,838	13,756,927	29,973,948	47,157,561	102,397,944
Tapón X" PE IPS	KM	3,184	4,936	7,218	13,505	43,739	74,064	189,327
Tee X" PE IPS	KM	44,976	22,137	43,570	0	0	0	0
Unión X" PE IPS	KM	21,080	19,626	44,912	0	0	0	0
Polivalvula X" IPS	KM	0	132,030	135,598	321,154	535,256	820,726	1,962,603
Reducción X" x X" PE IPS	KM	0	35,468	50,548	67,957	0	0	0
Codo X" PE IPS	KM	0	0	0	82,082	189,883	320,070	591,556
Silleta X" x X" PE IPS	KM	0	0	0	52,576	52,576	52,576	52,576
Silleta X" x X" PE IPS (electrofusión)	KM	0	0	0	234,649	337,386	449,848	647,753
Total 2009	KM	2.268.866	2,938,341	4.684.683	14.528.850	31,132,788	48,874,844	105,841,759

Variación 2001-2009 tuberías y accesorios PE	KM	71.69%	58.79%	46.55%	64.77%	56.49%	57.42%	74.56%
--	----	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Variación Promedio entre diámetros 61,47%

El índice propuesto para las tuberías de Polietileno es de 61.47%.

Esto es coherente con lo aplicado para la actualización de las tuberías de acero establecida en la Resolución CREG 126 de 2010 se estableció "Los costos de las tuberías de acero se actualizarán con un índice que refleje el comportamiento de los precios en el mercado internacional para este bien"

Para el caso de UC nuevas, se aplicaron los cambios en volumetrías sobre las hojas de cálculo del estudio anterior y se establecieron los costos eficientes a pesos de 2001.

Aplicando los índices de precios propuestos en forma ponderada al peso de cada componente sobre el total del costo, se determinaron los costos eficientes a diciembre de 2011 de cada UC.

Los índices propuestos y aplicados por la Comisión para actualizar los precios de las UC son los siguientes:

Tabla 30.5.58. Indexadores Macroeconómicos Propuestos

Tipo de UC	Mano de Obra	Equipos y herramientas	Materiales		
			Reellenos y reposiciones	Tuberías y válvulas	Otros Materiales
Tubería de Polietileno	SMLV	IPP Materiales de construcción	IPP Materiales de construcción	Índice costo PE	IPP Materiales de construcción
Tubería de Acero	SMLV	IPP Materiales de construcción	IPP Materiales de construcción	Índice costo Acero *	IPP Materiales de construcción
Estaciones de Regulación	IPC	IPP Materiales de construcción	(No Aplica)	IPP Bienes de Capital	IPP Materiales de construcción

* IPP Iron & Steel Pipe EEUU e IPP Bienes de Capital

Para mostrar cómo se aplica la fórmula del índice de actualización de las Unidades Constructivas, se va a tomar dos situaciones diferentes una es la canalización de tubería

de acero de 2" en calzada de asfalto y la otra es tubería de polietileno de ½" en calzada de asfalto.

1. El valor que se tenía en diciembre de 2001 para la canalización de tubería de acero de 2" en calzada de asfalto, era de 108.958.603 como se puede observar en la tabla 30.5.59. (Resolución 11 de 2003).

Tabla 30.5.59. Unidades constructivas para acero Resolución 11 de 2003

UC DICIEMBRE 2001				
PRECIOS POR KILOMETRO DE TUBERÍAS EN ACERO				
	ITEM	DESCRIPCION	UND	\$ Dic 2001
→	1	TA2AS Canalización Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Asfalto	km	108.958.603
	2	TA3AS Canalización Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Asfalto	km	130.892.476
	3	TA4AS Canalización Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Asfalto	km	146.121.111
	4	TA6AS Canalización Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Asfalto	km	207.879.824
	5	TA8AS Canalización Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Asfalto	km	286.708.993
	6	TA10AS Canalización Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Asfalto	km	325.105.367

Para actualizar este valor a diciembre 2011, se debe calcular el índice de actualización, que en el caso del acero la fórmula presenta variación, ya que le adiciona el índice de precio del acero.

$$IUC = W_m * \frac{IPM}{IPM_0} + W_E * \frac{IPE}{IPE_0} + W_0 * \frac{IPO}{IPO_0} + W_{AC} * IP_{AC}$$

Donde:

- IUC**: Índice de actualización de la Unidad Constructiva
- IPM**: Índice de Precios para Materiales 2011
- IPM₀**: Índice de Precios para Materiales en el año 2001
- IPE**: Índice de Precios para Equipos 2011
- IPE₀**: Índice de Precios para Equipos en el año 2001
- IPO**: Índice de Precios para Mano de Obra 2011
- IPO₀**: Índice de Precios para Mano de Obra en el año 2001
- IP_{AC}**: Índice de precios del acero 2011
- W_m**: Ponderador para Materiales de la unidad constructiva
- W_E**: Ponderador para Equipos de la unidad constructiva
- W₀**: Ponderador para Mano de Obra de la unidad constructiva
- W_{AC}**: Ponderador para Acero de la unidad constructiva

Para aplicar la ecuación anterior se necesitan los ponderados que se encuentran en la Tabla 30.5.60, se puede observar que los que tienen mayor participación en este caso, son los materiales, equipos y herramientas.

Tabla 30.5.60. Ponderados para tubería de acero canalizada en asfalto

ACTUALIZACIÓN DE UC DICIEMBRE 2011				
Ponderaciones (w) para polietileno				
	Mano de Obra w_o	Equipos y Herramientas w_E	Materiales w_m	Tuberías y Válvulas w_{Ac}
→ TA2AS	14,42%	26,14%	41,24%	18,19%
TA3AS	12,68%	24,36%	36,04%	26,92%
TA4AS	11,61%	22,66%	32,80%	32,92%
TA6AS	10,75%	20,53%	30,92%	37,80%
TA8AS	10,50%	19,12%	30,93%	39,45%
TA10AS	9,37%	16,99%	27,31%	46,34%

En la tabla 30.5.61 se encuentran los Indices de precio del productor, del consumidor, del acero y del polietileno, tambien se encuentra la variación en el salario mínimo legal; para este caso se usan los valores que se presentan en color rojo.

Tabla 30.5.61. Indices de precios

	Salario Mínimo	IPP Materiales	IPC	IP AC	IP PE
Dic-01	9533,33	74,11	66,73	-	-
Dic-11	17853,33	114,69	109,16	1,95	1,61

Ahora reemplazando los valores en la fórmula se obtiene:

$$IUC = 41,24 * \frac{114,69}{74,11} + 26,14 * \frac{114,69}{74,11} + 14,42 * \frac{17853,33}{9533,33} + 18,19 * 1,95 = \frac{166,75}{100} = 1,67$$

Donde el indice de actualización de las unidades constructivas da 1,67, este valor se multiplica con el valor de la unidad constructiva del 2001 y se obtiene la unidad constructiva actualizada para diciembre 2011:

$$\$ Dic 2011 = IUC * \$ Dic 2001$$

$$\$ Dic 2011 = 1,67 * 108.958.603 = 181.772.776$$

Tabla 30.5.62. Indice de actualización de UC para el acero

ACTUALIZACIÓN DE UC DICIEMBRE 2011		
	IUC	\$ Dic. 2011
→ 1	1,67	181,772,776
2	1,70	222.261.669
3	1,72	251.167.710
4	1,74	360.863.902
5	1,74	499.389.173
6	1,77	574.154.685

- El valor que se tenía en diciembre de 2001 para la canalización de tubería de polietileno de 1/2" en calzada de asfalto, era de 31.313.090 como se puede observar en la tabla 30.5.63.

Tabla 30.5.63 Unidades constructivas para acero Resolución 011 de 2003

UC DICIEMBRE 2001				
PRECIOS POR KILOMETRO DE TUBERÍAS EN POLIETILENO				
ITEM	DESCRIPCION	UND	\$ Dic 2001	
1	TPE1/2AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Asfalto	km	31.313.090
2	TPE3/4AS	Canalización Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto	km	31.927.910
3	TPE1AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Asfalto	km	33.339.830
4	TPE1-1/4AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Asfalto	km	35.151.430
5	TPE1-1/2AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Asfalto	km	36.099.650
6	TPE2AS	Canalización Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Asfalto	km	37.260.370
7	TPE3AS	Canalización Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Asfalto	km	52.585.330

La fórmula del índice de actualización varía en el caso del polietileno ya que le adiciona el índice de precio del polietileno.

$$IUC = W_m * \frac{IPM}{IPM_0} + W_E * \frac{IPE}{IPE_0} + W_0 * \frac{IPO}{IPO_0} + W_{PE} * IP PE$$

IUC: Índice de actualización de la Unidad Constructiva

IPM: Índice de Precios para Materiales 2011

IPM₀: Índice de Precios para Materiales en el año 2001

IPE: Índice de Precios para Equipos 2011

IPE₀: Índice de Precios para Equipos en el año 2001

IPO: Índice de Precios para Mano de Obra 2011

IPO₀: Índice de Precios para Mano de Obra en el año 2001

IP PE: Índice de precios del polietileno 2011

W_m: Ponderador para Materiales de la unidad constructiva

W_E: Ponderador para Equipos de la unidad constructiva

W₀: Ponderador para Mano de Obra de la unidad constructiva

W_{PE}: Ponderador para polietileno

Tabla 30.5.64. Ponderados para tubería de polietileno canalizada en asfalto

ACTUALIZACIÓN DE UC DICIEMBRE 2011				
Ponderaciones (w) para polietileno				
	Mano de Obra W ₀	Equipos y Herramientas W _E	Materiales W _M	Tuberías y Válvulas W _{Ac}
1	52,75%	19,04%	23,99%	4,22%
2	51,78%	18,82%	23,60%	5,80%
3	49,61%	18,14%	22,66%	9,59%

4	47,05%	17,21%	21,49%	14,25%
5	45,83%	16,86%	20,99%	16,32%
6	44,42%	14,76%	17,15%	23,66%
7	31,61%	13,81%	16,75%	37,83%

Los valores de los ponderados se encuentran en la tabla 5.64, los cálculos se realizaran con los valores que muestra la flecha roja, y los índices de referencia son los que se presentan en rojo en la tabla 30.5.65.

Tabla 30.5.65. Índices de precios

	Salario Mínimo	IPP Materiales	IPC	IP AC	IP PE
Dic-01	9533,33	74,11	66,73	-	-
Dic-11	17853,33	114,69	109,16	1,95	1,61

Ahora reemplazando los valores en la fórmula se obtiene:

$$IUC = 23,99 * \frac{114,69}{74,11} + 19,04 * \frac{114,69}{74,11} + 57,75 * \frac{17853,33}{9533,33} + 4,22 * 1,61 = \frac{172,16}{100} = 1,72$$

Donde el índice de actualización de las unidades constructivas da 1,72, este valor se multiplica con el valor de la unidad constructiva del 2001 y se obtiene la unidad constructiva actualizadas para diciembre 2011:

$$\$ Dic 2011 = IUC * \$ Dic 2001$$

$$\$ Dic 2011 = 1,72 * 31.313.090 = 53.916.122$$

Tabla 30.5.66. Índice de actualización de UC para el polietileno

ACTUALIZACIÓN DE UC DICIEMBRE 2011			
	Índice	\$ Dic 2011	
	1	1,72	53.916.122
	2	1,72	54.908.122
	3	1,72	57.185.820
	4	1,71	60.111.011
	5	1,71	61.639.972
	6	1,71	63.634.706
	7	1,68	88.117.065

Los ponderados al peso de cada componente para la tubería de acero y polietileno se presentan en la tabla 30.5.67, así como el índice de actualización.

Tabla 30.5.67 Ponderados y el índice de actualización

ITEM	DESCRIPCIÓN	Mano de Obra	Equipos y Herramientas	Materiales	Tuberías y Válvulas	Índices
TA2AS	Canalización Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Asfalto	14,42%	26,14%	41,24%	18,19%	1,67
TA3AS	Canalización Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Asfalto	12,68%	24,36%	36,04%	26,92%	1,70
TA4AS	Canalización Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Asfalto	11,61%	22,66%	32,80%	32,92%	1,72
TA6AS	Canalización Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Asfalto	10,75%	20,53%	30,92%	37,80%	1,74
TA8AS	Canalización Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Asfalto	10,50%	19,12%	30,93%	39,45%	1,74
TA10AS	Canalización Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Asfalto	9,37%	16,99%	27,31%	46,34%	1,77
TA14AS	Canalización Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Asfalto	6,61%	12,53%	17,54%	63,32%	1,83
TA16AS	Canalización Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Asfalto	6,18%	11,78%	16,04%	66,00%	1,84
TA20AS	Canalización Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Asfalto	5,36%	10,39%	13,80%	70,45%	1,85
TA2CO	Canalización Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Concreto	14,78%	27,05%	39,92%	18,25%	1,67
TA3CO	Canalización Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Concreto	12,97%	25,11%	34,91%	27,01%	1,70
TA4CO	Canalización Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Concreto	11,87%	23,33%	31,78%	33,01%	1,72
TA6CO	Canalización Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Concreto	11,02%	21,23%	29,86%	37,89%	1,74
TA8CO	Canalización Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Concreto	10,80%	19,88%	29,76%	39,57%	1,74
TA10CO	Canalización Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Concreto	9,62%	17,65%	26,27%	46,46%	1,77
TA14CO	Canalización Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Concreto	6,77%	12,95%	16,84%	63,43%	1,83
TA16CO	Canalización Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Concreto	6,32%	12,16%	15,41%	66,11%	1,84
TA20CO	Canalización Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Concreto	5,48%	10,71%	13,27%	70,54%	1,85
TA2DE	Canalización Tubería de Acero de 2 pulg. en Destapado	15,80%	28,25%	26,56%	29,39%	1,72
TA3DE	Canalización Tubería de Acero de 3 pulg. en Destapado	12,90%	25,11%	22,51%	39,47%	1,75
TA4DE	Canalización Tubería de Acero de 4 pulg. en Destapado	11,36%	22,64%	19,96%	46,04%	1,77
TA6DE	Canalización Tubería de Acero de 6 pulg. en Destapado	10,08%	19,58%	16,32%	54,01%	1,80
TA8DE	Canalización Tubería de Acero de 8 pulg. en Destapado	9,59%	17,34%	14,41%	58,65%	1,82
TA10DE	Canalización Tubería de Acero de 10 pulg. en Destapado	8,11%	14,64%	12,06%	65,19%	1,84
TA14DE	Canalización Tubería de Acero de 14 pulg. en Destapado	5,21%	10,12%	6,51%	78,16%	1,88
TA16DE	Canalización Tubería de Acero de 16 pulg. en Destapado	4,84%	9,50%	6,02%	79,64%	1,89
TA20DE	Canalización Tubería de Acero de 20 pulg. en Destapado	4,11%	8,27%	5,22%	82,40%	1,90
TPE1/2AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Asfalto	52,75%	19,04%	23,99%	4,22%	1,72
TPE3/4AS	Canalización Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto	51,78%	18,82%	23,60%	5,80%	1,72
TPE1AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Asfalto	49,61%	18,14%	22,66%	9,59%	1,72
TPE1-1/4AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Asfalto	47,05%	17,21%	21,49%	14,25%	1,71
TPE1-1/2AS	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Asfalto	45,83%	16,86%	20,99%	16,32%	1,71
TPE2AS	Canalización Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Asfalto	44,42%	14,76%	17,15%	23,66%	1,71
TPE3AS	Canalización Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Asfalto	31,61%	13,81%	16,75%	37,83%	1,68
TPE4AS	Canalización Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Asfalto	26,05%	11,49%	13,85%	48,61%	1,66
TPE6AS	Canalización Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Asfalto	17,55%	8,44%	10,17%	63,83%	1,65
TPE1/2CO	Canalización Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Concreto	46,65%	22,98%	24,34%	6,03%	1,70

Sesión No. 530

TPE3/4CO	Canalización Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Concreto	45,46%	22,56%	23,77%	8,21%	1,70
TPE1CO	Canalización Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Concreto	42,82%	21,37%	22,45%	13,35%	1,70
TPE1-1/4CO	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Concreto	39,81%	19,87%	20,87%	19,45%	1,69
TPE1-1/2CO	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Concreto	38,43%	19,29%	20,20%	22,07%	1,69
TPE2CO	Canalización Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Concreto	34,39%	17,53%	18,53%	29,54%	1,68
TPE3CO	Canalización Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Concreto	32,31%	15,45%	17,02%	35,22%	1,68
TPE4CO	Canalización Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Concreto	26,95%	12,98%	14,25%	45,82%	1,67
TPE6CO	Canalización Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Concreto	18,18%	10,13%	11,44%	60,25%	1,65
TPE1/2AT	Canalización Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Andén Tableta	26,46%	28,58%	39,62%	5,33%	1,64
TPE3/4AT	Canalización Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Andén Tableta	25,90%	28,05%	38,76%	7,29%	1,64
TPE1AT	Canalización Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Andén Tableta	24,58%	26,68%	36,80%	11,94%	1,64
TPE1-1/4AT	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Andén Tableta	23,02%	24,99%	34,47%	17,52%	1,63
TPE1-1/2AT	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Andén Tableta	22,32%	24,28%	33,43%	19,97%	1,63
TPE2AT	Canalización Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Andén Tableta	20,19%	22,16%	30,62%	27,02%	1,63
TPE3AT	Canalización Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Andén Tableta	20,87%	18,78%	17,49%	42,87%	1,64
TPE4AT	Canalización Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Andén Tableta	16,81%	15,22%	14,13%	53,83%	1,64
TPE6AT	Canalización Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Andén Tableta	10,74%	11,24%	11,05%	66,96%	1,63
TPE1/2ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Zona Verde	13,38%	43,21%	26,75%	16,65%	1,60
TPE3/4ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Zona Verde	12,59%	40,69%	25,08%	21,62%	1,60
TPE1ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Zona Verde	10,88%	35,32%	21,74%	32,04%	1,60
TPE1-1/4ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Zona Verde	9,21%	29,90%	18,40%	42,49%	1,61
TPE1-1/2ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Zona Verde	8,58%	27,98%	17,20%	46,23%	1,61
TPE2ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Zona Verde	6,92%	22,98%	14,66%	55,43%	1,61
TPE3ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Zona Verde	4,30%	13,88%	8,81%	73,01%	1,61
TPE4ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Zona Verde	3,08%	10,03%	6,34%	80,55%	1,61
TPE6ZV	Canalización Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Zona Verde	1,79%	5,95%	3,73%	88,53%	1,61
ERP		30,00%	70,00%			1,65

Aplicando los índices de precios propuestos en forma ponderada de acuerdo a la participación de cada componente sobre el total del costo, se determinaron los costos eficientes a diciembre de 2011 de cada UC, como se puede observar en la tabla 30.5.68.

Tabla 30.5.68. Unidades constructivas para tubería de acero

CODIGO	DESCRIPCION	UC NUEVO PERIODO TARIFARIO a DIC de 2011					
		A Res 011/03	B	C	D	E	F
TA2AS	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Asfalto	181,772,776	214,296,998	315.284.308	274,630,117	260,984,112	327,897,030
TA3AS	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Asfalto	222,261,669	255,865,803	358.776.615	317,275,699	303,628,476	371,493,275
TA4AS	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Asfalto	251,167,710	286,221,125	390.473.735	348,385,176	334,726,322	403,268,582
TA6AS	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Asfalto	360,863,902	412,330,398	464.656.186	461,649,345	400,247,922	544,789,834
TA8AS	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Asfalto	499,389,173	574,536,823	559.536.022	603,763,106	541,033,119	728,895,726

Sesión No. 530

	pulg. en Calzada Asfalto						
TA10AS	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Asfalto	574.154,685	651.750,423	636.540,696	681.383,759	617.780,091	808.259,183
TA14AS	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Asfalto	906,996,391	990,033,238	974,307,041	1,020,672,823	954,909,389	1,151,856,508
TA16AS	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Asfalto	1,012,040,280	1,098,830,466	1,083,022,680	1,129,629,011	1,063,524,391	1,261,493,286
TA20AS	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Asfalto	1,208,445,669	1,301,492,065	1,285,551,631	1,332,549,050	1,265,889,726	1,465,519,839
TA2CO	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Concreto	181,317,071	213,752,532	314,691,303	312,231,581	247,247,578	474,984,523
TA3CO	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Concreto	221,702,035	255,326,174	358,180,852	355,556,141	289,659,260	521,202,767
TA4CO	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Concreto	250,608,076	285,680,685	389,871,029	387,136,187	320,589,647	554,808,211
TA6CO	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Concreto	360,284,274	411,491,409	463,888,941	509,039,829	386,010,953	650,755,330
TA8CO	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Concreto	498,259,909	573,312,432	558,289,210	663,811,094	534,639,578	764,455,618
TA10CO	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Concreto	573,025,420	650,520,413	635,289,025	742,273,054	611,311,695	844,312,141
TA14CO	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Concreto	905,867,126	988,783,755	973,038,611	1,083,631,217	948,252,525	1,189,112,088
TA16CO	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Concreto	1,010,911,015	1,097,578,027	1,081,751,948	1,192,913,038	1,056,838,453	1,298,936,116
TA20CO	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Concreto	1,207,316,404	1,300,234,951	1,284,277,160	1,396,363,382	1,259,156,324	1,503,268,832
TA2DE	Tubería de Acero de 2 pulg. en Destapado	115,875,409	124,260,584	130,169,804	124,260,584	149,974,148	124,260,584
TA3DE	Tubería de Acero de 3 pulg. en Destapado	156,198,479	165,429,787	171,572,141	165,429,787	191,864,245	165,429,787
TA4DE	Tubería de Acero de 4 pulg. en Destapado	185,063,257	195,519,045	201,817,730	195,519,045	222,441,174	195,519,045
TA6DE	Tubería de Acero de 6 pulg. en Destapado	261,812,310	275,914,780	275,914,780	275,914,780	290,467,564	275,914,780
TA8DE	Tubería de Acero de 8 pulg. en Destapado	350,319,859	369,806,090	369,806,090	369,806,090	391,512,960	369,806,090
TA10DE	Tubería de Acero de 10 pulg. en Destapado	424,853,267	446,277,084	446,277,084	446,277,084	468,243,428	446,277,084
TA14DE	Tubería de Acero de 14 pulg. en Destapado	757,184,344	782,556,723	782,556,723	782,556,723	805,039,318	782,556,723
TA16DE	Tubería de Acero de 16 pulg. en Destapado	861,996,130	891,100,425	891,100,425	891,100,425	913,640,526	891,100,425
TA20DE	Tubería de Acero de 20 pulg. en Destapado	1,057,937,311	1,093,344,718	1,093,344,718	1,093,344,718	1,115,990,061	1,093,344,718

Tabla 30.5.69. Unidades constructivas para tubería de polietileno

CODIGO	DESCRIPCION	UC NUEVO PERIODO TARIFARIO a DIC de 2011					
		A Res 011/03	B	C	D	E	F
TPE1/2AS	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Asfalto	53.916.122	70.910.670	166.195.703	121.335.189	75.794.112	150.466.957
TPE3/4AS	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto	54.908.122	71.814.175	167.023.845	122.169.776	76.683.889	151.418.475

Sesión No. 530

TPE1AS	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Asfalto	57.185.820	74.014.092	169.013.927	124.229.766	78.863.238	153.551.995
TPE1-1/4AS	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Asfalto	60.111.011	76.967.686	171.720.419	127.023.897	81.794.416	156.405.826
TPE1-1/2AS	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Asfalto	61.639.972	78.438.109	173.088.610	128.411.520	83.249.848	157.895.910
TPE2AS	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Asfalto	63.634.706	80.482.088	175.231.308	130.450.049	85.279.284	160.228.815
TPE3AS	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Asfalto	88.117.065	104.627.079	197.749.412	153.624.186	109.303.549	183.390.320
TPE4AS	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Asfalto	106.334.115	143.347.773	215.501.746	187.123.143	127.442.672	201.570.164
TPE6AS	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Asfalto	156.482.799	193.381.949	264.886.082	236.620.276	177.379.551	251.690.600
TPE1/2CO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Concreto	37.356.086	72.595.634	169.166.616	130.567.336	79.128.453	89.063.984
TPE3/4CO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Concreto	38.334.923	73.462.838	169.944.245	131.352.838	79.986.451	90.024.166
TPE1CO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Concreto	40.599.458	75.593.694	171.830.868	133.309.319	82.097.656	92.220.974
TPE1-1/4CO	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Concreto	43.524.648	78.470.672	174.430.779	135.992.407	84.952.784	95.157.543
TPE1-1/2CO	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Concreto	45.040.446	79.902.529	175.754.437	137.331.738	86.374.215	96.677.821
TPE2CO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Concreto	50.117.137	84.852.860	180.335.645	142.005.868	91.293.420	101.776.890
TPE3CO	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Concreto	94.681.865	112.012.139	207.510.813	169.064.871	118.441.400	233.240.410
TPE4CO	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Concreto	112.872.588	149.805.185	225.273.656	203.072.132	136.568.335	251.118.348
TPE6CO	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Concreto	165.741.004	202.503.875	277.299.715	255.168.858	189.236.383	303.392.027
TPE1/2TA	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Andén Tableta	40.607.616	41.373.915	51.302.763	41.373.915	40.835.876	45.847.505
TPE3/4TA	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Andén Tableta	41.553.544	42.272.453	52.219.271	42.272.453	41.729.005	46.811.528
TPE1AT	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Andén Tableta	43.785.170	44.489.152	54.449.867	44.489.152	43.940.522	49.091.796
TPE1-1/4TA	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Andén Tableta	46.710.360	47.459.165	57.432.857	47.459.165	46.905.409	52.124.865
TPE1-1/2TA	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Andén Tableta	48.193.250	48.927.366	58.918.132	48.927.366	48.368.262	53.657.971
TPE2TA	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Andén Tableta	53.237.033	54.001.096	64.020.363	54.001.096	53.431.630	58.858.641
TPE3TA	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Andén Tableta	76.304.209	78.256.093	94.746.996	78.256.093	77.659.743	86.996.273
TPE4TA	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Andén Tableta	94.494.932	105.321.655	113.095.186	105.321.655	95.903.955	105.675.986
TPE6TA	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Andén Tableta	147.363.348	158.362.724	166.188.703	158.362.724	148.785.260	159.423.059
TPE1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Zona Verde	12.717.526	13.482.466	18.252.963	13.482.466	17.622.620	12.780.446
TPE3/4ZV	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Zona Verde	13.718.302	14.417.083	19.231.137	14.417.083	18.552.038	13.707.431
TPE1ZV	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Zona Verde	16.004.775	16.669.672	21.529.276	16.669.672	20.801.079	15.952.093
TPE1-1/4ZV	Tubería de Polietileno de	18.929.966	19.675.616	24.581.301	19.675.616	23.803.847	18.950.028

	1-1/4 pulg. en Zona Verde						
TPE1-1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Zona Verde	20.467.703	21.179.013	26.127.399	21.179.013	25.301.170	20.445.915
TPE2ZV	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Zona Verde	25.566.333	26.323.563	31.356.892	26.323.563	30.433.122	25.575.512
TPE3ZV	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Zona Verde	43.884.910	44.620.081	49.829.273	44.620.081	48.708.907	43.841.222
TPE4ZV	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Zona Verde	62.119.511	66.309.656	68.324.929	66.309.656	67.008.971	62.137.919
TPE6ZV	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Zona Verde	110.455.040	114.930.565	117.064.151	114.930.565	115.357.308	110.482.672

30.6 Unidades Constructivas nuevas

Como resultado de los análisis y aceptación de las solicitudes presentadas por los distribuidores de gas por redes para nuevas UC, se presentan las siguientes unidades constructivas de gas.

En tuberías de PE se incluyeron nuevos diámetros (8, 10 y 12 pulgadas) de media densidad y para alta densidad (PE100) en diámetros milimétricos (63, 90, 110 y 160) se definieron nuevas UC.

En UC de estaciones de regulación de presión (ERP) no se incluyeron las estaciones solicitadas (ERP6T1, ERP9T1 y brazo ERP3T1) porque los soportes de costos entregados por las empresas no fueron desagregados.

Tabla 30.6.1 Estaciones de regulación de presión

CODIGO	DESCRIPCION	\$ DIC 2011
ERP 3T1	ERP 3000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	205,639,160
ERP 3T2	ERP 3000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	157,930,875
ERP 3T3	ERP 3000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	287,894,825
ERP 3T4	ERP 3000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	220,445,180
ERP 5T1	ERP 5000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	208,929,387
ERP 5T2	ERP 5000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	161,221,102
ERP 5T3	ERP 5000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	292,830,164
ERP 5T4	ERP 5000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	227,025,633
ERP 8T1	ERP 8000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	254,992,559
ERP 8T2	ERP 8000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	194,123,367
ERP 8T3	ERP 8000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	356,989,583
ERP 8T4	ERP 8000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	269,798,579
ERP 10T1	ERP 10000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	273,088,805
ERP 10T2	ERP 10000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	213,864,727
ERP 10T3	ERP 10000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	383,311,395
ERP 10T4	ERP 10000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	297,765,504
ERP 35T1	ERP 35000 m3/h - tren sencillo - con medidor - con tren de regulación en bypass	445,825,700
ERP 35T2	ERP 35000 m3/h - tren sencillo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	384,956,508
ERP 35T3	ERP 35000 m3/h - tren paralelo - con medidor - con tren de regulación en bypass	625,143,048
ERP 35T4	ERP 35000 m3/h - tren paralelo - sin medidor - con tren de regulación en bypass	539,597,157

Para las UC de Estaciones Puerta de Ciudad (ERPC), se tomaron las especificaciones técnicas de las UC definidas en la Resolución CREG 011 de 2003 y se valoraron a precios de 2009 (la variación 2009-2011 es del 2.3% el cual no es significativo).

1. Una ERP no puede ser clasificada como ERPC.
2. Una ERP con brazo adicional se debe clasificar considerando el volumen total de capacidad de la estación, dentro de los rangos definidos y sin excederse del mismo.

Tabla 30.6.2 Estaciones de Regulación puerta de ciudad

CODIGO	DESCRIPCION	\$ DIC 2011
ERPC 01T1	0 A 1 MMSFCD CON CAL Y CON OD	374,186,033
ERPC 01T2	0 A 1 MMSFCD SIN CAL Y CON OD	418,468,403
ERPC 13T1	1 A 3 MMSFCD CON CAL Y CON OD	466,071,952
ERPC 13T2	1 A 3 MMSFCD SIN CAL Y CON OD	538,030,804
ERPC 35T1	3 A 5 MMSFCD CON CAL Y CON OD	803,725,029
ERPC 35T2	3 A 5 MMSFCD SIN CAL Y CON OD	936,572,141
ERPC 515T1	5 A 15 MMSFCD CON CAL Y CON OD	979,747,453
ERPC 515T2	5 A 15 MMSFCD SIN CAL Y CON OD	1,141,378,106
ERPC 1550T1	15 A 50 MMSFCD CON CAL Y CON OD	1,058,348,661
ERPC 1550T2	15 A 50 MMSFCD SIN CAL Y CON OD	1,279,760,514
ERPC 50100T1	50 A 100 MMSFCD CON CAL Y CON OD	1,554,311,213
ERPC 50100T2	50 A 100 MMSFCD SIN CAL Y CON OD	1,984,957,268
RM200	Estación GNC 200 m3/hora	278,580,907
RM500	Estación GNC 500 m3/hora	301,865,645
RM2800	Estación GNC 2800 m3/hora	740,225,711
AP100	Estaciones de aire propanado de 100 kpcd	1,403,785,474
AP400	Estaciones de aire propanado de 400 kpcd	1,769,608,270
CCONTRL	Centros de control para sistema de gas natural por ERP	30,581,619

Para el caso de estaciones de GNC, se consideraron las solicitudes de las empresas y se verificaron con precios del mercado. Se proponen tres UC nuevas dependiendo de la capacidad y excluyendo los costos de los lotes y los centros de control. Para las estaciones de 200 m3/hora se adoptaron los precios presentados por las empresas en solicitudes tarifarias de los últimos años (EPM y Gas Comprimido de Occidente).

Se trabajó a partir de la información suministrada por los agentes, los Centros de Control, agrupando los costos en tres bloques: Sistema Scada, Hardware y Software.

Se verificaron los costos de hardware y software con respecto al número de estaciones de regulación que monitorean. Se obtuvo un valor por estación atendida dentro del sistema de distribución, excluyendo los costos de la planta física. En el sistema SCADA se incluyeron los sistemas de comunicación que equivalen al 67% del total de activos de esta UC. Los demás componentes de hardware y software representan el 33% en sumas iguales.

Dos UC de Estaciones de aire propanado (100 mil y 400 mil pcd de aire propanado), con valoración propia y los Limitadores de caudal (LCPE80, diámetros de ½" a 6"), las cuales no incluyen los costos de instalación.

Las nuevas UC (PE con diámetros mayores a 6 pulgadas y PE de alta densidad) se reconocerán a los costos eficientes definidos en este documento.

En la tabla 30.6.3, se presentan las UC de tuberías definidas con los costos eficientes actualizados.

Tabla 30.6.3. Unidades constructivas para tubería de polietileno alta densidad

UC NUEVO PERIODO TARIFARIO a DIC de 2011		
CODIGO	DESCRIPCION	A
TPE8AS	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Calzada Asfalto	257.584.576
TPE10AS	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Calzada Asfalto	347.460.444
TPE12AS	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Calzada Asfalto	380.549.502
TPE8CO	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Calzada Concreto	215.630.276
TPE10CO	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Calzada Concreto	303.653.229
TPE12CO	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Calzada Concreto	334.894.660
TPE8ZV	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Zona Verde	165.729.320
TPE10ZV	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Zona Verde	247.322.336
TPE12ZV	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Zona Verde	272.121.682
TPE100-63AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Calzada Asfalto	273.116.862
TPE100-90AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Calzada Asfalto	293.176.034
TPE100-110AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Calzada Asfalto	349.565.225
TPE100-160AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Calzada Asfalto	433.113.156
TPE100-63CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Calzada Concreto	387.319.253
TPE100-90CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Calzada Concreto	407.569.932
TPE100-110CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Calzada Concreto	463.767.617
TPE100-160CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Calzada Concreto	547.315.548
TPE100-63TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Tableta	134.096.281
TPE100-90TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Tableta	154.346.960
TPE100-110TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Tableta	210.544.644
TPE100-160TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Tableta	294.092.576
TPE100-63ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Zona Verde	68.901.539
TPE100-90ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Zona Verde	97.252.490
TPE100-110ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Zona Verde	127.526.992
TPE100-160ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Zona Verde	211.074.922

Tabla 30.6.4. Unidades constructivas de calidad (Resolución CREG 011 de 2003)

CODIGO	DESCRIPCION	\$ DIC 2011
PLI01	Data Logger o Manógrafo de 12"	10,178,568
PLI02	Cabezas de prueba o columnas de agua	324,207
IO01	Detector Sensor electroquímico	13,570,910

Sesión No. 530

IO02	Detector Portátil de Odorizante	19,216,863
SGL01	Sistema digital de grabación, múltiples municipios	209,600,373
SGL02	Sistema digital de grabación, 1 municipio	32,740,118
PC01	Caja de inspección	3,128,957
MPC01	Cromatógrafo en línea instalado	211,627,248
MPC02	Higrómetro	150,961,010

Tabla 30.6.5. Unidades constructivas limitador de caudal

CODIGO	DESCRIPCION	\$ DIC 2011
LCPE-1/2"	Limitador de Caudal para Tubería de PE de 1/2"	67,243
LCPE-3/4"	Limitador de Caudal para Tubería de PE de 3/4"	70,155
LCPE-1"	Limitador de Caudal para Tubería de PE de 1"	85,549
LCPE-2"	Limitador de Caudal para Tubería de PE de 2"	181,096
LCPE-3"	Limitador de Caudal para Tubería de PE de 3"	3,379,316
LCPE-4"	Limitador de Caudal para Tubería de PE de 4"	4,245,314
LCPE-6"	Limitador de Caudal para Tubería de PE de 6"	16,229,265