

RESOLUCIÓN 202 DE 2013

(diciembre 18)

Diario Oficial No. 49.034 de 15 de enero de 2014

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos números 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El servicio público domiciliario de gas combustible ha sido definido por la Ley 142 de 1994 como “el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

(...)”.

Según lo dispone el artículo 34 de la Ley 142 de 1994, se consideran restricciones indebidas a la competencia, entre otras, la prestación gratuita o a precios o tarifas inferiores al costo, de servicios adicionales a los que contempla la tarifa.

Conforme al artículo 75 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ejercer el control, la inspección y vigilancia de las entidades que prestan servicios públicos domiciliarios.

El numeral 73.11 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible.

El párrafo final del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 determina que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad selectiva de pedir información amplia, exacta, veraz y oportuna a quienes prestan servicios públicos, incluso si sus tarifas no están sometidas a regulación, que quienes no las suministren estarán sujetos a todas las sanciones que contempla el artículo 81 de la presente ley, y que la CREG podrá en todo caso imponer por sí misma las sanciones del caso cuando no se atiendan en forma adecuada sus solicitudes de información.

El artículo 87 de la Ley 142 de 1994, estableció que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

En virtud del principio de eficiencia económica, definido en el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, el régimen de tarifas procurará que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en el numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

Según el criterio de simplicidad establecido en el numeral 87.5 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se entiende que las fórmulas tarifarias se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.

De conformidad con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 toda tarifa tendrá un carácter integral en el sentido que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras.

El numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 estableció que: “87.9 Las entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios y que en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figure este valor.

Las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos necesarios para garantizar la reposición y mantenimiento de estos bienes.

Lo dispuesto en el presente artículo no es aplicable cuando se realice enajenación o capitalización de dichos bienes o derechos”.

Según lo dispuesto por el numeral 88.1 del artículo 88 de la Ley 142 de 1994, la Comisión Reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas.

El artículo 90 de la Ley 142 de 1994 establece que sin perjuicio de otras alternativas que pueden definir las comisiones de regulación, podrán incluirse un cargo por unidad de consumo, un cargo fijo, un cargo por aportes por conexión; así mismo determina que las Comisiones de Regulación siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas.

En relación con el cargo fijo, el numeral 90.2 del artículo 90 de la Ley 142 de 1994, dispone que dentro de las fórmulas tarifarias podrá incluirse un cargo fijo que refl eje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso.

El artículo 91 de la Ley 142 de 1994 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

El artículo 98 de la Ley 142 de 1994 prohíbe a quienes presten servicios públicos 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.

Los artículos 106 y siguientes de la Ley 142 de 1994 establecen los procedimientos que deben aplicarse con el propósito de producir actos administrativos unilaterales a que dé origen el cumplimiento de la citada ley.

El artículo 125 de la ley 142 de 1994 establece disposiciones relacionadas con la actualización de las tarifas que se cobran a los usuarios.

El artículo 126 de la Ley 142 de 1994, establece el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, vencido el cual, estas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas.

El artículo 136 de la Ley 142 de 1994, dispone que la prestación continua de un servicio de buena calidad es la obligación principal de las empresas de servicios públicos domiciliarios.

La jurisprudencia de la Corte Constitucional (Sentencias C-585 de 1995, C-035 de 2003 y C-075 de 2006) ha dispuesto que los servicios públicos domiciliarios “son aquellos que se prestan a través del sistema de redes físicas o humanas con puntos terminales en las viviendas o sitios de trabajo de los usuarios y cumplen con la finalidad específica de satisfacer necesidades esenciales de la persona (...)”.

Mediante Ley 1437 de 2011 se expidió el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

La Corte Constitucional en Sentencia C-818 de 2011, decretó la inexequibilidad diferida hasta el 31 de diciembre de 2014 de los artículos 13 a 33 de la Ley 1437 de 2011.

Tal y como lo ha señalado la jurisprudencia de la H.

Corte Constitucional en Sentencia C 150-03, la función de regulación puede materializarse mediante actos administrativos de carácter general, como por medio de actos administrativos de carácter particular.

Mediante Resolución CREG-045 de 2002, la Comisión estableció la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de la tasa de retorno que utilizará en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de gas combustible por redes para el próximo período tarifario.

Mediante la Resolución CREG-011 de 2003, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Con base en los mencionados criterios, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el Cargo Promedio de Distribución (Dt) y el Cargo Máximo Base de Comercialización (Co) a cada uno de los mercados relevantes atendidos por las empresas prestadoras del servicio público de gas combustible.

El régimen tarifario definido en las resoluciones antes citadas, fue aprobado bajo la modalidad de Libertad Regulada.

Mediante la Resolución CREG 100 de 2003 se adoptaron los Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería.

Mediante Documento CREG-009 de 2004, se definieron los criterios para establecer los gastos eficientes de AOM para las actividades de distribución y comercialización, el factor de eficiencia en redes, así como los gastos eficientes de AOM para el control y monitoreo de los estándares de calidad definidos mediante Resolución CREG-100 de 2003.

El Decreto número 802 de 2004, expedido por el Ministerio de Minas y Energía y que estableció algunas disposiciones para incentivar el consumo del Gas Natural Comprimido para uso Vehicular (GNCV), indicó en su artículo 3, que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), dentro de los tres (3) meses siguientes, contados a partir de la expedición del presente decreto, cuando haya lugar a ello, ajustaría las disposiciones regulatorias vigentes en las actividades de su competencia para incentivar el consumo de Gas Natural Comprimido para uso Vehicular (GNCV).

Mediante la Resolución CREG 018 de 2004, se dio cumplimiento a las disposiciones previstas en el artículo 3 del Decreto número 802 de 2004.

Mediante el Decreto número 1008 de 2006 se estipuló que con el objeto de impulsar la utilización del GNCV en los sistemas terrestres masivos de pasajeros se introdujera un incentivo tarifario de la regulación de la actividad de distribución de gas natural por redes.

En este sentido la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG-020 de 2006.

Mediante la Resolución CREG 069 de 2006, se dio cumplimiento a lo dispuesto por el parágrafo 1° del artículo 1° de la Resolución CREG 045 de 2002 en donde se previó lo siguiente: “En el mes de junio del tercer año de vigencia del próximo período tarifario, se realizará un ajuste de la tasa de retorno con la información disponible de las fuentes establecidas en el numeral 2 del anexo de la presente resolución denominado “Parámetros, Valores de los Parámetros, Metodología de Cálculo y Ajuste de las Tasas de Retorno para la Actividad de Distribución de Gas Combustible por Redes”, actualizando únicamente los valores del costo de deuda, la tasa libre de riesgo y los spreads de la deuda soberana”.

Mediante Resolución CREG-136 de 2008, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales se

efectuarían los estudios para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes y la fórmula tarifaria, en el siguiente período tarifario.

La Comisión adelantó los estudios: “Consultoría para la evaluación de la metodología de Canasta de Tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería con la firma SANIG Servicios” y la “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 período tarifario” con la Firma Itansuca Proyectos de Ingeniería S. A.

Adicionalmente, internamente se adelantaron estudios para la determinación de gastos de administración, operación y mantenimiento y el factor de productividad.

El Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto número 2730 de 2010, “por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, en donde se define el mercado relevante de distribución y se estipulan reglas para expansiones de red que tengan como propósito la interconexión de dos sistemas de distribución.

El 15 de junio de 2011, se expidió el Decreto número 2100 de 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 número 2730 de 2010, modificando en consecuencia los lineamientos de política que habían sido establecidos.

El Decreto número 2100 de 2011 estableció 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.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución número 118 de 2011, “por la cual se ajusta la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, conforme a lo establecido en el Decreto número 2100 de 2011, 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 en los actos administrativos citados en el considerando anterior, se implementó y desarrolló la comercialización del gas natural para el período de atención que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2013.

Mediante la Resolución CREG 171 de 2011 se modificó el numeral 2.1.1 del RUT, determinando las condiciones para autorizar el acceso a los sistemas de transporte por parte de usuarios conectados o que puedan conectarse a sistemas de distribución.

A través de la Resolución CREG 089 de 2013, “por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”, la Comisión reguló los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

La aplicación del nuevo marco regulatorio que inició en el cuarto trimestre del 2013 permitió que los agentes del sector comercializarán el gas en un ambiente de precios libres, en donde los vendedores y los compradores determinaron el valor del gas como resultado de sus negociaciones.

A través de este proceso se transó el 70% del gas que se consume diariamente en el país.

De este resultado el 44% corresponde al que proviene de los campos de producción de La Guajira y el 56% de Cusiana y Cupiagua en el departamento del Casanare.

La compra del 95% del energético con destino a la demanda residencial se llevó a cabo a través de contratos con duración de cinco (5) años lo que garantiza el suministro de gas para estos usuarios durante el mismo periodo.

Lo anterior muestra que para el siguiente período tarifario el sector contará con la suficiente oferta de gas y las reglas para que las empresas distribuidoras mantengan o aumenten la demanda de los usuarios conectados a sus sistemas de distribución.

Los resultados del período tarifario que culmina muestran que el comportamiento de la demanda tuvo un crecimiento real mayor al proyectado, con lo cual se puede afirmar que los mercados relevantes de distribución actuales han alcanzado la madurez esperada.

Las condiciones actuales y los análisis llevan a concluir que es posible migrar hacia una metodología de corte transversal, la cual, acompañada 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, brinda señales más apropiadas para los objetivos regulatorios y al mismo tiempo permite mantener la cobertura y el incentivo para una expansión eficiente del servicio.

Mediante la Resolución CREG 090 de 2012 la CREG ordenó publicar un proyecto de resolución por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.

A través de la Resolución número 127 de 2013 se modificó el Código de Distribución en relación con los temas de medición, factores de corrección y pérdidas, entre otros.

En relación con la propuesta contenida en la Resolución CREG 090 de 2012, se realizaron audiencias públicas en las ciudades de Medellín, Cartagena y Bogotá los días 18, 22 y 23 de abril de 2013, respectivamente.

En relación con la Resolución CREG 090 de 2012 se recibieron comentarios por parte de los siguientes agentes y usuarios con sus respectivos radicados: AGREMGAS (E-2013-004765 E-2013-004970); ALFAGRES (E-2013-001931), ALUMINA (E-2013-001933); ANDESCO (E-2013-004751); ANDI (E-2013-004791); BIOSC (E-2013-001948); CAMILO QUINTERO (E-2013-003893); CARVAJAL SERVICIOS (E-2013-002011 y E-2013-001921); CONFEVOCOLTICS (E-2013-004762); ECOPETROL (E-2013-004698, E-2013-004991 y E-2013-004213); EFIGAS S.A.E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A.E.S.P., SURTIGAS S.A.E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A.E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A.E.S.P.(E-2013-003224 y E-2013-005052); EPM (E-2013-004157, E-2013-004198 y E-2013-004741); EVALUACIÓN Y ESTUDIOS DE LA GESTIÓN PÚBLICA VEEDURÍA CIUDADANA (TL-2013-000161 y E-2013-004138); FAMILIA (E-2013-001938); GAS NATURAL S.A.E.S.P.(E-2013-004764 y E-2013-005034); GASES DE OCCIDENTE S.A.E.S.P.(E-2013004737 y E-2013-004992); GRUPO ENDESA, EMGESA, CODENSA (E-2013-004213, E-2013-004763 y E-2013-005022); GYPTEC (E-2013-001922) INGREDION (E-2013001949); INVERCOLSA (E-2013-004788); ITANSUCA (E-2013-004770); LLANOGAS S.A.E.S.P.(E-2013-004719 y E-2013-004738); MADIGAS INGENIEROS S.A.E.S.P.(E-2013-000389) MONTAGAS (E-2013-000344); NATURGAS (E-2013-004744 y E-2013005027); ORGANIZACIÓN CORONA (E-2013-001942); PELDAR (E-2013-001924); PLEXA (E-2013-000453); PUBLISERVICIOS S.A.E.S.P.(E-2013-004775); SEATECH INTERNATIONAL (E-2013-001907); SIGRA (E-2013-001900); SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS (E-2013-005605); TGI (E-2013-004786 y E-2013-004982); UNIÓN DE EMPRESAS COLOMBIANAS DE GLP (E-2013-003600 y E-2013-001860).

Adicionalmente NATURGAS presentó a la Comisión el estudio “Discusión de la metodología de regulación de mercados relevantes de distribución de gas natural” realizado por Pablo Roda.

Las respuestas a cada uno de los comentarios recibidos se encuentran consignadas en el Documento CREG 146 de 2013, así como los ajustes resultantes a la propuesta de la Resolución CREG 090 de 2012.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009, el artículo 8 del Decreto número 2897 de 2010 y la Resolución SIC 44649 de 2010, la CREG procedió a dar respuesta al

cuestionario expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), encontrando que el presente acto no requiere ser remitido a la SIC por no tener incidencia en la libre competencia.

Según lo previsto en el artículo 9° del Decreto número 2696 de 2004, concordante con el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente según las normas vigentes, garantizándose de esta manera la participación de todos los agentes del sector y demás interesados.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión número 585 del 18 de diciembre de 2013, acordó expedir la presente resolución; En consecuencia,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Objeto.* La presente resolución tiene como objeto establecer los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería en áreas de servicio no exclusivo y algunas disposiciones en relación con la prestación del servicio de distribución de gas combustible mediante gasoductos virtuales.

CAPÍTULO I

Definiciones y aspectos generales

Artículo 2°. *Definiciones.* Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes: **ACCESO AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN:** es la utilización de los Sistemas de Distribución de gas combustible por redes de tubería, por parte de los Almacenadores, Comercializadores, otros Distribuidores y usuarios, a cambio del pago de cargos por uso de la red y de los cargos de conexión correspondientes, con los derechos y deberes establecidos en la Resolución CREG-067 de 1995 o aquellas disposiciones que lo sustituyan, modifiquen o complementen.

CANASTA DE TARIFAS: metodología de control tarifario consistente en la fijación, por parte del Distribuidor, de cargos máximos diferenciados por tipo de usuario y rangos de consumo para los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial.

Dichos cargos y rangos deben cumplir con la condición de que sus ingresos asociados no superen los ingresos asociados al Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial aprobado por la CREG.

CARGOS DE DISTRIBUCIÓN: corresponde al Cargo de Distribución Aplicable a Usuarios de Uso Residencial y/o al Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial, los cuales se aprueban para Mercado Relevante de Distribución para el Siguierte período tarifario.

CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DE USO RESIDENCIAL: es el cargo unitario de distribución en pesos por metro cúbico (\$/m³) aplicable a los Usuarios de Uso Residencial conectados o que se conectarán al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguierte Período Tarifario.

Este cargo es aprobado por la CREG mediante Resolución Particular.

CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL: es el cargo promedio unitario de distribución en pesos por metro cúbico (\$/m³) aplicable a los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial y que están conectados o se conectarán al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguierte Período Tarifario.

Este cargo es aprobado por la CREG mediante resolución particular y es el que sirve como base para la estructuración de la Canasta de Tarifas Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial aplicable en un Sistema de Distribución de Gas Combustible.

CÓDIGO DE DISTRIBUCIÓN: conjunto de disposiciones expedidas por la CREG, a las cuales deben someterse las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios de gas combustible, los usuarios y demás Agentes que utilicen Sistemas de Distribución de gas combustible por redes.

Hasta tanto la Comisión establezca uno diferente, el Código de Distribución será el adoptado mediante Resolución CREG-067 de 1995, con sus modificaciones y adiciones.

CONEXIONES DE ACCESO AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (CONEXIÓN): activos de uso exclusivo, que no hacen parte del Sistema de Distribución, que permiten conectar un Comercializador, un Almacenador, otro Distribuidor, o un solo usuario a un Sistema de Distribución de gas combustible por redes de tuberías.

La conexión se compone básicamente de los equipos que conforman el centro de medición y la acometida, activos que son propiedad de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

DEMANDA DE VOLUMEN: cantidad de gas combustible que el Distribuidor entregó en la Fecha de Corte o Fecha de Base en cada uno de los mercados relevantes de distribución o cantidad de gas combustible que el distribuidor proyecta entregar anualmente a los consumidores finales en un mercado relevante nuevo de distribución o en un Municipio Nuevo, para el Horizonte de Proyección, expresado en metros cúbicos.

DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA: es la conducción de gas combustible a través de redes de tubería, desde las Estaciones Reguladoras de Puerta de Ciudad, o desde una Estación de Transferencia de Custodia de Distribución o desde un Tanque de Almacenamiento, hasta la conexión de un usuario, de conformidad con la definición del numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994.

DISTRIBUCIÓN DE GAS MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES: es la conducción de gas combustible desde una fuente de producción de gas, o desde el Sistema Nacional de Transporte o desde un Sistema de Distribución o desde un Tanque de Almacenamiento, a través de un medio de transporte diferente a gasoductos, hasta la conexión de un consumidor final, de conformidad con la definición del numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994.

DISTRIBUIDOR DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA O GASODUCTOS VIRTUALES (DISTRIBUIDOR): persona constituida según lo establecido en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, encargada de la administración, la gestión comercial, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un Sistema de Distribución. Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros.

EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS: se entiende por estas, las que define el Título I, Capítulo I, de la Ley 142 de 1994.

ESTACIÓN REGULADORA DE PUERTA DE CIUDAD O PUERTA DE CIUDAD: estación de transferencia de custodia desde el SNT a un Sistema de Distribución, en la cual se efectúan labores de regulación de presión, tratamiento y medición del gas. A partir de este punto inician las redes que conforman total o parcialmente un Sistema de Distribución y el Distribuidor asume la custodia del gas combustible.

ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN: instalación en donde se reduce la presión del Gas Natural Comprimido (GNC) y se ajusta al caudal necesario para inyectarlo a las redes de distribución o a la conexión de un usuario. Esta estación cuenta con un regulador de presión, un sistema de calentamiento y un sistema de medición.

ESTACIÓN DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE DISTRIBUCIÓN: 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.

FECHA BASE: es la fecha de referencia que se tiene en cuenta para realizar los cálculos de los cargos que el Distribuidor presenta a la CREG en cada Período Tarifario, y que corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria.

FECHA DE CORTE: esta es la fecha hasta la cual se tomará la información de activos existentes que los distribuidores hayan construido en períodos tarifarios anteriores o en el que culmina y la Demanda de Volumen obtenida para efectos del cálculo de los cargos de distribución. Esta fecha se aplica solo a mercados existentes y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria.

GAS COMBUSTIBLE: es cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y Gas Licuado de Petróleo) y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527, o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP): es una mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo, en estado gaseoso en condiciones de presión y temperatura ambiente, que se licuan fácilmente por enfriamiento o compresión. El GLP está constituido principalmente por propano y butano.

GAS METANO EN DEPÓSITOS DE CARBÓN (GMDC): es una mezcla de gases con un alto contenido de metano y trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno que se encuentra absorbido en carbón. Cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG.

GAS NATURAL: es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC): Gas Natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.

GAS AIRE PROPANADO (GAP): es una mezcla de propano con aire que produce un combustible con características de combustión similares a las del Gas Natural. También es conocido como gas natural sintético. Cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG.

GASODUCTO VIRTUAL DE DISTRIBUCIÓN: sistema de compresión, transporte y descompresión de GNC, para abastecer Gas Natural, por un medio diferente a gasoducto físico, a mercados relevantes, municipios, usuarios finales, estaciones de GNCV u otros, cuando el gasoducto físico no es posible técnicamente o no es viable financieramente.

HORIZONTE DE PROYECCIÓN: período de tiempo, fijado en 20 años, utilizado para simular el comportamiento de las variables de demanda y gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la utilización de la Inversión Base, en la metodología tarifaria. Esta información se reporta solo para los Nuevos Mercados Relevantes de Distribución o Municipios Nuevos que van a integrarse a un Mercado Relevante.

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), también incluye la reposición de Inversión Existente durante el período tarifario vigente, Inversión de Reposición de Activos de la Inversión Existente (IRAIE). Así mismo, se podrá considerar dentro de la Inversión Existente la inversión en infraestructura que se requiera para interconectar: i) sistemas de distribución que son atendidos con GNC y que para el nuevo periodo tarifario se interconectaran al SNT o a otro sistema de distribución como se indica en el literal ii) del artículo 4°; ii) Así mismo, la inversión en infraestructura para municipios que son parte de un Mercado Relevante Existente que está servido con GNC y que para el nuevo periodo tarifario se conecta al SNT.

MERCADO RELEVANTE EXISTENTE DE DISTRIBUCIÓN: corresponde al municipio o al grupo de municipios, para el cual la CREG estableció cargos por uso del Sistema de Distribución con base en la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003. En esta resolución se hará referencia indistintamente a Mercado Relevante Existente de Distribución o a Mercado Existente de Distribución.

MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO: corresponde al municipio o al grupo de municipios, para el cual la CREG establece cargos por uso del Sistema de Distribución al cual están conectados un conjunto de usuarios. Los mercados relevantes de distribución para el siguiente período tarifario deben conformarse cumpliendo las reglas establecidas en el artículo 5 de la presente resolución.

MUNICIPIO NUEVO: para efectos de esta resolución, se considerará que se está ante un Municipio Nuevo 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 solicitud tarifaria en los términos del inciso dos del literal ii) numeral 6.5 del artículo 6° de este acto administrativo o que la resolución que aprobó el cargo de distribución de dicho municipio haya comenzado su vigencia en un periodo menor a un año a la entrada en vigencia de la presente resolución

NUEVO MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO: corresponde al mercado relevante de distribución conformado según el literal iv) del numeral 5.2 del artículo 5 de la presente resolución.

PERÍODO TARIFARIO: período en el cual los cargos regulados de distribución se encuentran vigentes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

RED PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN: para efectos tarifarios corresponde a la 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 diámetros de 2, 3, 4, 6, 8 y 10 pulgadas, que de estas se derivan. Esta definición no modifica la establecida en las Normas Técnicas Colombianas.

RED SECUNDARIA DE DISTRIBUCIÓN: para efectos tarifarios corresponde a la Red conformada por la tubería de diámetros menores de 2 pulgadas. Esta definición no modifica la establecida en las Normas Técnicas Colombianas. Cuando en el Sistema de Distribución no exista Red Primaria de Distribución, se incluirá en la red secundaria los Tanques de Almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución o estaciones reguladoras de presión.

REPOSICIÓN DE ACTIVO: efecto de remplazar un activo de la Inversión Existente - IE, que pertenece a un Sistema de Distribución, que llega al final de su Vida Útil Normativa, por uno nuevo de iguales o mejores condiciones.

SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO: período de vigencia de los cargos aprobados con base en la metodología de esta resolución.

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 Distribución o desde un Tanque de Almacenamiento, o desde una Estación de Descompresión, 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 en el artículo 4 de esta resolución.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO: recipientes que almacenan GLP, GNC o GAP que luego es inyectado en las redes de distribución que abastecen usuarios de mercados relevantes que utilizan estos combustibles. Los tanques forman parte de los Sistemas de Distribución de los mercados relevantes de distribución que utilizan estas tecnologías.

TASA DE RETORNO: tasa calculada a partir de la estimación del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés) establecido para la actividad de distribución de Gas Combustible por redes de tubería en términos constantes y antes de impuestos.

UNIDAD CONSTRUCTIVA: componente típico del conjunto de infraestructura que conforma las Redes Primaria y Secundaria de los Sistemas de Distribución adoptado por la Comisión para el inventario y/o valoración de dichos Sistemas, según se establece en la presente resolución.

USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL: son los usuarios clasificados como comerciales, industriales regulados y no regulados, los de GNV y todos aquellos diferentes a los usuarios residenciales que se encuentran conectados o se van a conectar al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución conformado para el Siguiendo Período Tarifario.

USUARIOS DE USO RESIDENCIAL: corresponde a los usuarios clasificados como de uso residencial y que se encuentran conectados o se van a conectar al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución conformado para el Siguiendo Período Tarifario.

VIDA ÚTIL NORMATIVA: período de tiempo fijado en 20 años, considerado como vida útil de un activo, contados a partir de la fecha de entrada en operación del mismo.

ZONA GEOGRÁFICA QUE DEJA DE SER ÁREA DE SERVICIO EXCLUSIVO:

corresponde al grupo de municipios que formaron parte de cada una de las seis áreas de servicio exclusivo de gas natural que el Ministerio de Minas y Energía otorgó en concesión especial para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas natural en forma exclusiva, conforme a los artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994.

CAPÍTULO II

Prestación de la actividad de distribución de gas combustible a través de sistemas de distribución

Artículo 3°. *Ámbito de aplicación.* Este capítulo se aplica a todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el Título I de la Ley 142 de 1994 y desarrollan la actividad de distribución de Gas Combustible a través de Sistemas de Distribución, con excepción de aquellos donde la prestación del servicio se haga bajo el esquema de áreas de servicio exclusivo.

Artículo 4°. *Reglas para la conformación de sistemas de distribución.* A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, se establecen los siguientes criterios para determinar cuándo se está ante un Sistema de Distribución de Gas Combustible por redes de tubería:

- i) El Sistema de Distribución será considerado por Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario, con independencia de si tiene dos o más propietarios;
- ii) A partir de la vigencia de la presente resolución, también se considerarán parte de un Sistema de Distribución los gasoductos y la Estación de Transferencia de Custodia de Distribución para conectarse 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 cuando cumplan con lo establecido en el numeral siguiente. Se podrá conectar un nuevo Sistema de Distribución o un Sistema de Distribución existente pero atendido con GNC, a otro Sistema de Distribución, siempre y cuando:
 - 1. Al momento de presentarse la solicitud por parte del Distribuidor no exista o no haya comenzado la construcción de una extensión de la red tipo II de transporte que conecte el Sistema de Distribución al SNT.

2. La conexión de los Sistemas de Distribución corresponda a Mercados Relevantes de Distribución adyacentes, es decir que estén situados próximos uno de otro y cumplan con el procedimiento indicado en el Anexo 1 de esta resolución para sus solicitudes tarifarias;

iii) Para la determinación de Cargos de Distribución de un Sistema de Distribución de un Mercado Relevante de Distribución que se conecta a otro se aplicará el procedimiento establecido en el literal II del Anexo 11 de la presente resolución;

iv) 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.

Artículo 5°. Mercados relevantes de distribución para el siguiente período tarifario.

5.1. REGLA GENERAL.

Para la aplicación de lo dispuesto en la presente resolución, el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario que se tendrá en cuenta para el cálculo tarifario será definido por la CREG con base en la solicitud tarifaria que presente cada Distribuidor. El Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario deberá ser conformado como mínimo por un municipio o podrá estar conformado por un grupo de municipios, con excepción de lo establecido en el numeral 5.3 de esta resolución.

5.2. CRITERIOS PARA LA CONFORMACIÓN DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERIODO TARIFARIO.

A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los Distribuidores podrán acogerse a los siguientes criterios para la conformación de los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período 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 Período Tarifario, manteniendo la estructura del Mercado Relevante de Distribución conformado según la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.

Para que un mercado sea considerado Mercado Existente de Distribución deberá contener todos los municipios que formaron parte del mercado conformado en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003. Solo se permitirá el retiro de municipios del Mercado Existente de Distribución si en este habiendo pasado más de un año de la aprobación del cargo no se ha iniciado la prestación del servicio.

También corresponderán a este tipo de Mercados Existentes de Distribución las zonas geográficas que hayan pertenecido a las Áreas de Servicio Exclusivo y donde se hayan culminado los contratos de concesión;

ii) Agregación de Mercados Existentes de Distribución: Incorporar en un Mercado Relevante de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario dos o más Mercados Relevantes Existentes de Distribución o que fueron constituidos conforme a la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003. Esta agregación de Mercados Existentes solo se podrá realizar siempre y cuando los mercados objeto de integración sean atendidos por un mismo distribuidor o cuando los distribuidores que prestan servicio en dichos Mercados estén de acuerdo con la integración.

Adicionalmente, los Mercados Existentes de Distribución que se agreguen deberán estar ubicados en un mismo departamento o en departamentos diferentes pero con alguno(s) de los municipios que los conforman con fronteras comunes.

Podrán incluir mercados existentes de GNC que se conectarán a red física para lo cual se podrá incluir la infraestructura requerida como inversión existente;

iii) Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos: Conformar el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario con Mercado(s) Existente(s) conformado(s) con las reglas de la Resolución CREG 011 de 2003 y Municipio(s) Nuevo(s). Estos municipio(s) nuevo(s) solo podrán anexarse al Mercado Existente cuando estén ubicados en el mismo departamento o en departamento diferente pero con frontera común a alguno de los municipios que forman parte del Mercado Existente de Distribución;

iv) Creación de Nuevos Mercados de Distribución: Constituir Nuevos Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario por municipios nuevos, bien sea que la infraestructura esté o no ejecutada.

Parágrafo 1°. La conformación de Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario con las características establecidas en los numerales ii) y iii) se permitirá, siempre y cuando el costo unitario de Gas Combustible por redes de tubería a usuario final en cada Mercado Relevante o Municipio Nuevo que se pretende fusionar no sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP en cilindros portátiles para dicho mercado.

Parágrafo 2°. 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 aquella que la modifique, aclare o sustituya 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 unitario de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo en cilindros portátiles al usuario final.

Parágrafo 3°. En el caso en que los Mercados Existentes de los numerales ii) y iii) se está prestando el servicio de GLP por redes de tubería se realizará la comparación del costo de prestación de este servicio con el costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo en cilindros portátiles a usuario final.

Parágrafo 4°. 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, entes territoriales u otros y cuyo destino sea la infraestructura de distribución, 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 municipios que no cuentan con estos recursos, ni con aquellos municipios que no hicieron parte de los proyectos inicialmente aprobados por parte de los Fondos para el otorgamiento de recursos. Esta disposición no aplica para Mercados Relevantes de Distribución intervenidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para liquidación de prestador del servicio en dicho mercado o para los mercados cuyos aportes públicos hayan sido destinados únicamente para las conexiones de usuarios.

5.3. MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN ESPECIAL PARA EL SIGUIENTE PERIODO TARIFARIO.

En los casos en los que centros poblados diferentes a la cabecera municipal, entendiéndose por estos los corregimientos, caseríos o inspecciones de policía, que forman parte de municipios que se encuentran conformando Mercados Relevantes Existentes o Mercados Relevantes para el siguiente Período Tarifario con Cargos de Distribución aprobados y 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 siguiente Período Tarifario. Para el Mercado Relevante de Distribución Especial para el siguiente Período Tarifario se establece un cargo por uso del Sistema de Distribución, cumpliendo todas las condiciones establecidas en la presente resolución para Nuevos Mercados de Distribución. Este cargo será aplicable únicamente a dicho centro poblado o Mercado Relevante de Distribución Especial para el siguiente Período Tarifario.

La Comisión evaluará en la actuación administrativa correspondiente a la solicitud tarifaria del Distribuidor interesado, si las condiciones del centro poblado ameritan su constitución como Mercado Relevante de Distribución Especial.

Parágrafo 1°. La empresa Distribuidora interesada en presentar solicitud de Cargos de Distribución a la CREG para la creación de un Mercado Relevante de Distribución Especial para el siguiente Periodo Tarifario, deberá demostrar que al menos el 80% de los usuarios potenciales del servicio de gas del centro poblado, están interesados en contar con el servicio.

Parágrafo 2°. Si transcurrido un (1) año de haberse aprobado Cargos de Distribución para el Mercado Relevante de Distribución Especial para el siguiente Período Tarifario el Distribuidor no ha iniciado la prestación del servicio, la resolución particular de aprobación de cargos para dicho Mercado Relevante de Distribución Especial perderá su vigencia y otro Distribuidor podrá solicitar un nuevo cargo para este, aspecto que deberá ser explícitamente incorporado en la resolución antes referida. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones o demás medidas que pueda imponer la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en ejercicio de sus funciones.

Artículo 6°. *Reglas para la solicitud y aprobación de cargos.* A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes reglas para la solicitud y aprobación de los Cargos de Distribución.

6.1. ACTUACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN.

La empresa interesada solicitará a la CREG la aprobación del Cargo de Distribución Aplicable a Usuarios de Uso Residencial y el Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial por uso del Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario, según lo establecido en el artículo 9° de la presente resolución y de acuerdo con lo siguiente:

- a) La empresa, a través de su representante legal, remitirá a la CREG la solicitud y la información conforme lo establecido en el artículo 16 de la Ley 1437 de 2011 o aquella que la aclare, modifique o sustituya, y la demás información requerida según esta resolución;
- b) La CREG podrá solicitar el reporte de la información entregada en forma física a través del aplicativo en formato web que diseñe para tal fin. Para lo cual la Dirección Ejecutiva en su momento expedirá y publicará en su página web una circular que contenga el procedimiento con instructivo para el cargue de esta información. En caso de hacerlo las empresas estarán obligadas a presentar la información de sus solicitudes por este medio;
- c) Después de recibida la solicitud con el cumplimiento de todos los requerimientos de información solicitados por la CREG, se dará continuación a la actuación administrativa correspondiente y el Comité de Expertos de la CREG aplicará la metodología respectiva, definirá la propuesta de Cargos de Distribución por uso para cada Mercado Relevante para el siguiente Período Tarifario y someterá a consideración, en sesión de CREG, la resolución definitiva, salvo

que se requiera practicar pruebas, caso en el cual, el término de cinco meses para la aprobación de los Cargos de Distribución, establecido en el artículo 111 de la Ley 142 de 1994, se suspenderá durante el trámite de las mismas;

d) Cuando habiéndose radicado la solicitud, se constate que la solicitud está incompleta, pero que la actuación puede continuar sin oponerse a la ley, el Director Ejecutivo de la CREG requerirá a la empresa completar la información en los términos establecidos en el artículo 17 de la Ley 1437 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya. También se dará aplicación al artículo 17 de la Ley 1437 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya, cuando la CREG advierta que la empresa debe realizar una gestión de trámite a su cargo, necesaria para la adopción de la decisión;

e) En caso de que una empresa considere que conforme a la Constitución y la ley, alguna de la información incluida en la solicitud tarifaria tiene carácter reservado o confidencial, así lo manifestará junto con la justificación correspondiente y la indicación precisa de las disposiciones legales en que se fundamenta, con el fin de que se proceda, cuando así corresponda, a la formación del cuaderno separado en el expediente. En caso de que la empresa no haga manifestación alguna, se considerará que toda la información recibida es pública.

Parágrafo. 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.

6.2. INFORMACIÓN QUE DEBE CONTENER LA SOLICITUD.

Los estudios tarifarios que se presenten a la Comisión deben contener la información especificada en los anexos de esta resolución y los respectivos archivos en medio magnético, los cuales deben contener los planos de todos los Sistemas de Distribución que conforman la(s) solicitud(es) tarifaria(s) junto con la información incluida en la solicitud y que sea factible de ser suministrada por este medio. Sin embargo, la Comisión podrá solicitar otra información que considere relevante para el desempeño de sus funciones.

El solicitante deberá indicar expresamente si cuenta o no con recursos públicos para la financiación de infraestructura de distribución y en caso afirmativo deberá indicar su procedencia, monto, destinación y deberá discriminar las inversiones que ejecutará con recursos propios y aquella que ejecutará con recursos públicos.

Con el propósito de comunicar la actuación administrativa a terceros, cada Distribuidor deberá incluir un resumen de la solicitud tarifaria presentada, que incluya, como mínimo, la información establecida en el Anexo 2 de esta resolución. Conforme al resumen remitido, se comunicará la

actuación administrativa a los terceros, en los términos establecidos en la Ley 1437 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya.

6.3. VERIFICACIÓN SOBRE ACTIVOS REPORTADOS POR LAS EMPRESAS.

Teniendo en cuenta las distintas variables existentes para el reporte adecuado de la información, la CREG aplicará el mecanismo de verificaciones que se describe en el Anexo 3 de la presente resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, si dentro del mes siguiente a la fecha en que se haga la publicación mediante la cual se divulguen los cargos que el Distribuidor propone aplicar, determinados según la metodología general aprobada por la Comisión en esta resolución, y habiendo oído a los interesados que intervengan, si existen diferencias de información o de apreciación sobre aspectos que requieran conocimientos especializados, o si se considera necesario decretar pruebas, el Director Ejecutivo podrá ordenarlas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994.

6.4. SOLICITUD TARIFARIA DE PERÍODOS TARIFARIOS CONCLUIDOS.

Solo los Distribuidores que atienden usuarios en Mercados Existentes de Distribución que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución y que hayan concluido el Período Tarifario, deberán someter a aprobación de la Comisión el estudio de los Cargos de Distribución aplicables para el Siguiendo Período Tarifario, con sujeción a la metodología y demás criterios establecidos en la presente resolución, a más tardar, dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Si transcurridos los tres (3) meses de que trata el presente artículo, los Distribuidores no han remitido su solicitud con la correspondiente información, la Comisión procederá de oficio, a determinar los Cargos de Distribución aplicables al Mercado Relevante de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario y corresponderá al noventa por ciento (90%) del Cargo de Distribución que sea más bajo entre los Cargos de Distribución vigentes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Parágrafo. La CREG solo aprobará cargos presentados por el (los) Distribuidor(es) que estén prestando el servicio en el mercado existente.

6.5. CARGOS PROMEDIOS DE DISTRIBUCIÓN QUE NO HAYAN ESTADO VIGENTES DURANTE CINCO (5) AÑOS.

Los distribuidores que se encuentren prestando el servicio en un Mercado Relevante Existente de Distribución con un Cargo Promedio de Distribución que no haya estado vigente por cinco (5) años a la entrada en vigencia de la presente resolución, tendrán las siguientes opciones:

i) Presentar a la CREG una solicitud de aprobación de Cargos de Distribución una vez entre en vigencia esta resolución. En este caso, a más tardar dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigor del presente acto administrativo, solo el Distribuidor que está prestando el servicio en los Mercados Existentes de Distribución deberá presentar a la CREG una solicitud de Cargos de Distribución en los términos de la presente resolución, manifestando que desea acogerse a la opción establecida en el presente numeral. Esta alternativa aplica para cualquiera de los criterios de conformación de los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiendo Periodo Tarifario establecidas en el artículo 5° de esta presente resolución. Los nuevos Cargos de Distribución aprobados como consecuencia del ejercicio de esta opción tendrán la vigencia establecida en el artículo 7 del presente acto administrativo.

En caso de existir más de un Distribuidor atendiendo el mismo Mercado Relevante, todos los Distribuidores deberán renunciar a la vigencia del Cargo Promedio de Distribución aprobado según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 y presentar cada uno su respectiva solicitud tarifaria en los términos de este numeral; de lo contrario, no podrán acogerse a la opción aquí establecida.

Los Mercados Relevantes de Distribución que tengan Cargo de Distribución aprobado según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, donde su vigencia sea inferior a un (1) año y en los cuales no se haya iniciado la prestación del servicio y decidan acogerse a lo establecido en este numeral, podrán solicitar a la CREG que sean considerados como Nuevos Mercados de Distribución;

ii) 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 Promedio de Distribución, no podrá modificarse la conformación del Mercado Relevante Existente. 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, el Distribuidor deberá dar aplicación a lo establecido en el numeral 6.4 del presente artículo, de lo contrario, la CREG procederá de oficio a determinar los Cargos de Distribución aplicables al Mercado Relevante de Distribución para el Siguiendo Periodo Tarifario correspondiente y será equivalente al noventa por ciento (90%) del Cargo de Distribución que sea más bajo entre todos los Cargos de Distribución vigentes al cumplimiento de su período de vigencia.

De no presentarse la solicitud tarifaria tal y como se estableció en el párrafo anterior la CREG procederá de oficio a fijar los nuevos cargos, siempre y cuando el servicio se esté prestando en el Mercado Relevante Existente correspondiente.

Parágrafo. En el caso de un Mercado Relevante Existente de Distribución, que cuente o no, con recursos públicos que esté conformado por varios municipios en el que no se esté prestando el

servicio en la totalidad de los mismos y el prestador del servicio que presentó la solicitud de cargos ante la CREG esté siendo intervenido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para liquidación del prestador del servicio en dicho mercado, se podrá entender como Mercado Relevante Existente de Distribución con periodo tarifario concluido, el conformado por la totalidad de los municipios en que se esté prestando el servicio y para aquellos donde no se esté prestando el servicio, el cargo aprobado conforme a la Resolución CREG 011 de 2003 perderá su vigencia y se podrá considerar como Municipio Nuevo.

6.6. SOLICITUDES DE CARGOS TRAMITADOS PARALELAMENTE.

Cuando más de un Distribuidor presente solicitud de aprobación de Cargos de Distribución para un Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario que esté conformado por los mismos municipios o cuando se trate de Mercados Relevantes diferentes pero en los que coincida(n) algún o algunos municipios, la Comisión procederá de la siguiente forma:

a) Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario que sean iguales:

1. La CREG revisará la información de cada solicitud tarifaria y verificará el cumplimiento de los requisitos según lo establecido en esta resolución.

2. Posteriormente, la CREG enviará a cada Distribuidor un resumen de la otra solicitud con el propósito de recibir, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al envío de la comunicación, los comentarios sobre la misma.

3. Vencido lo anterior y en caso de Municipios Nuevos para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiende Período Tarifario, la CREG evaluará las dos solicitudes tarifarias y se aprobarán los Cargos de Distribución con base en la información de aquella solicitud que cumpla con los mejores indicadores en relación con los costos totales de prestación de servicio al usuario y cobertura.

4. En caso de municipios con prestación del servicio la CREG evaluará las dos solicitudes tarifarias y se aprobarán los Cargos de Distribución considerando solo las Unidades Constructivas mínimas requeridas para la prestación del servicio;

b) Municipios incorporados en más de un Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario.

1. La CREG revisará la información de cada solicitud tarifaria y verificará el cumplimiento de los requisitos según lo establecido en esta Resolución.

2. Posteriormente, la CREG enviará a cada Distribuidor un resumen de la otra solicitud con el propósito de recibir, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al envío de la comunicación, los comentarios sobre la misma o acuerdos sobre la conformación del Mercado Relevante de Distribución.

3. Vencido lo anterior, la Comisión evaluará la conveniencia de extraer los municipios comunes de las dos solicitudes tarifarias para que conformen un Mercado Relevante de Distribución independiente.

4. En caso contrario, la CREG evaluará la solicitud que cumpla de mejor manera los indicadores en relación con los costos totales de prestación del servicio al usuario y la cobertura en caso de municipios nuevos, para el Mercado Relevante de Distribución y con base en esta aprobará los cargos.

6.7. SOLICITUDES DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERIODO TARIFARIO EN NUEVOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN QUE CUENTAN CON RECURSOS PÚBLICOS.

Para la aprobación de Cargos de Distribución para el siguiente periodo tarifario en Mercados Relevantes de Distribución que cuentan con recursos públicos, los distribuidores deberán discriminar claramente los activos que se realizarán con estos recursos públicos y los que se harán con dineros propios de la empresa.

La CREG en las resoluciones particulares desagregará los cargos de distribución resultantes del cálculo tarifario en: (i) componente de inversión pagada con recursos públicos; (ii) componente de inversión pagada con recursos de la empresa y (iii) componente que remunera gastos de administración, operación y mantenimiento, (AOM).

El componente de inversión correspondiente a recursos de la empresa solo podrá iniciar su cobro al usuario, al mes siguiente de que la distribuidora haya finalizado la construcción de todos los activos que fueron reconocidos en los Cargos de Distribución aprobados.

Para esto la empresa deberá enviar a la Superintendencia de Servicios Públicos las correspondientes certificaciones expedidas por los fondos o los entes territoriales que hayan aportado los recursos públicos.

6.8. SOLICITUDES DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO EN MERCADOS EXISTENTES DE DISTRIBUCIÓN QUE CUENTEN CON INVERSIONES EJECUTADAS PERO EN LOS QUE NO SE ESTÉ PRESTANDO EL SERVICIO.

Aquellos Mercados Existentes de Distribución que cuenten con inversiones ejecutadas pero no se esté prestando el servicio y cuyos Cargos de Distribución hayan estado vigentes por cinco (5) años o más, el cargo perderá su vigencia y podrán ser objeto de solicitud de cargos para el siguiente Período Tarifario por parte de cualquier Distribuidor como Nuevos Mercados de Distribución.

Parágrafo. Todas las solicitudes tarifarias que se presenten a la CREG deberán acogerse a los criterios para la conformación de los Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario establecidos en la presente resolución.

Artículo 7°. *Vigencia de los nuevos cargos.* Los Cargos de Distribución aprobados con base en la presente resolución estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco (5) años desde la entrada en vigencia de la presente resolución, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar. Vencido el período de vigencia de los cargos regulados, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Parágrafo. Sin perjuicio de las competencias atribuidas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 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, perderá la vigencia la resolución mediante la cual se aprobó los Cargos de Distribución, aspecto que deberá ser explícitamente incorporado en el acto administrativo antes referido, 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 de Distribución regulados, si al finalizar este plazo no ha ejecutado al menos un 50% las inversiones propuestas para el primer año de inversión.

CAPÍTULO III

Metodología para la Remuneración de la Actividad de Distribución de Gas Combustible por Redes de Tubería

Artículo 8°. Metodología de Remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería. La actividad de Distribución de Gas Combustible por redes de tubería se remunerará usando los cargos por uso aplicables a Usuarios de Uso Residencial y a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial aprobados por la CREG calculados a partir de costos medios históricos y costos medios de mediano plazo.

Artículo 9°. Metodología para el cálculo de los cargos de distribución a partir de los costos medios históricos o costos medios de mediano plazo. Los costos medios históricos y/o los costos medios de mediano plazo, para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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 de Distribución.

9.1. CÁLCULO DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO RESIDENCIAL.

La CREG aprobará para cada Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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 históricos, a la Fecha de Corte, para Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente 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 siguiente Período 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 siguiente Período Tarifario sea una combinación de Mercados Existentes de Distribución y Municipios Nuevos se utilizarán los dos mecanismos de cálculo tal y como se indica en la presente resolución.

Los costos medios históricos y los costos medios de mediano plazo remuneran la Inversión Base, y los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) correspondientes al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario, tal y como se establece en la presente resolución.

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

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 por metro cúbico. Este se determinará de acuerdo a como se conforme el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario.
$D_{inv}(AUR)_k$	Componente que remunera la Inversión Base 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 siguiente 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 siguiente Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico.

9.1.1. Determinación de cada Componente según Conformación del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario.

9.1.1.1. Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes de Distribución o Agregación de Mercados Existentes de Distribución.

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

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 Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
--------------	--

$IBME_{RSk}$	Inversión Base de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.	
AOM_{RPk}	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución para la Red Primaria, expresados 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_{RSk}	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución para la Red Secundaria, 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 Distribución.	
Q_{Tk}	Demanda real total anual del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).	
	V_i	Volumen anual medido en m^3 en la fecha de corte en el punto de inyección i al Mercado Relevante de distribución k .
	n	Número total de puntos de inyección al Mercado Relevante de distribución k
	p	Porcentaje máximo de pérdidas conforme a lo establecido en la Resolución CREG 127 de 2013 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
Q_{Resk}	Demanda real anual correspondiente al tipo de usuarios Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución obtenida en la fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3). Se entiende por demanda real la medida en el medidor del usuario solo afectada por K_p y K_t definidos en la Resolución CREG 127 de 2013 o	

	aquellas que la modifiquen o sustituyan.
$Q_{NoResRSk}$	Demanda real anual 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 Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución. Expresada en metros cúbicos (m^3). Se entiende por demanda real la medida en el medidor del usuario solo afectada por K_p y K_t definidos en la Resolución CREG 127 de 2013 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

9.1.1.2. Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos.

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 siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
$IBMEN_{RPmn}$	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 a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.2. de esta Resolución.
$IBME_{RSme}$	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 a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se

	indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
$IBMEN_{RSmn}$	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 a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.2. de esta Resolución.
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 conformado a partir de Anexar a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos 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 conformado a partir de Anexar a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos 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 anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Primaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el siguiente 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 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.

$CAE(VP(AOM(PR)_{RSmn}))$	Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Secundaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el siguiente 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 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.	
Q_{Tme}	Demanda real total anual de los Mercados Relevantes Existentes de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el siguiente Período Tarifario, conformado a partir de Anexar a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).	
	CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.	
	V_i	Volumen anual medido en m^3 en la fecha de corte en el punto de inyección i al Mercado Relevante de distribución k .
	n	Número total de puntos de inyección al Mercado Relevante de distribución para el periodo tarifario k .
	p	Porcentaje máximo de pérdidas conforme a lo establecido en la Resolución CREG 127 de 2013 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
$VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))$	Valor anual equivalente del valor presente de la proyección anual de demanda Total para 20 años para el (los) Municipio(s) Nuevo(s) que va(n) a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).	
$(Q_{NoResRS} + Q_{Res})_{me}$	Suma de la demanda real anual de Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial que está conectada a la Red Secundaria y de la demanda real anual de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución k para el Siguiete Período Tarifario	

	conformado a partir de Anexar a Mercados Relevantes Existentes de Distribución Municipios Nuevos obtenida en la Fecha de Corte, expresado en metros cúbicos (m³). Se entiende por demanda real la medida en el medidor del usuario solo afectada por Kp y Kt definidos en la Resolución CREG 127 de 2013 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
$VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res}))_{mn}$	Valor anual equivalente del valor presente de la suma de la proyección anual de demanda para 20 años correspondiente a Usuarios de Uso Diferente al Residencial, la cual está conectada a la Red Secundaria y de la proyección anual de demanda para 20 años de Usuarios de uso Residencial de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el siguiente Período Tarifario, conformado a partir de anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresado en metros cúbicos (m³).

9.1.1.3. Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos.

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. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.3. de esta Resolución.
IBMN _{RSk}	Inversión Base de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k, conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.3. de esta Resolución.
VP(AOM (PR)) _{RPk}	Valor Presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años de la Red Primaria, del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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 anual de gastos de AOM para 20 años de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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.
$VP(Q(PR)_{NoResRSk} + Q(PR)_{Resk})$	Valor Presente de la sumatoria de la proyección anual de demanda para 20 años 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 (m ³).
$VP(Q(PR))_{Tk}$	Valor presente de la proyección anual de demanda Total para el (los) Municipio(s) Nuevo(s) que va(n) a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos (m ³).

9.2. 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:

Donde:

$D_{(AUNR)k}$	Cargo Promedio de Distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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 siguiente Período Tarifario.
---------------	--

$D_{inv(AUNR)k}$	Componente que remunera la Inversión Base del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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 siguiente 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 siguiente Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico.

9.2.1. Determinación de cada Componente según Conformación del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario

9.2.1.1. Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes de Distribución o Agregación de Mercados Existentes de Distribución.

Donde:

$IBME_{RPk}$	Inversión Base correspondiente a la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
$IBME_{RS(No\ Res)k}$	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 siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre la suma 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. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
AOM_{RPk}	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento para la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente

	Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, 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 de 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.
$AOM_{RS(NoRes)k}$	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
Q_{Tk}	Demanda real total anual del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, obtenida en la fecha de corte, expresada en metros cúbicos (m^3).
Q_{Resk}	Demanda real anual correspondiente al tipo de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

9.2.1.2. Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos.

Donde:

$IBME_{RPme}$	Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de lo(s) Mercado(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 a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta resolución.
$IBMEN_{RPmn}$	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 a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.2 de esta Resolución.
$IBME_{RS(NoRes)me}$	Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de lo(s) Mercado(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 a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, 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. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
$IBMEN_{RS(NoRes)mn}$	Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial 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 a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, 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. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.2. de esta Resolución.
$AOME_{RPme}$	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k para el tipo de Red Primaria, conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, 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 anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Primaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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.
$AOM_{RS(NoRes)me}$	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
$CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))$	Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial para los municipios nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresado en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1 de esta Resolución.
Q_{Tme}	Demanda total real anual de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución 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 siguiente Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m ³).
--------------------------	--

9.2.1.3. Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos

IBM_{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. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.3. de esta Resolución.
$IBM_{RS(NoRes)k}$	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. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.3. de esta Resolución.
$VP(AOM_{RPk})$	Valor Presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años de la Red Primaria, expresada en pesos de la Fecha Base del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente 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.
$VP(AOM_{RS(NoRes)k})$	Valor Presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresado en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre la sumatoria de la demanda que

	utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
$VP(Q(PR))_{Tk}$	Valor Presente de la proyección anual de demanda total para 20 años para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos (m^3).
$VP(QPR)_{Resk}$	Valor Presente de la proyección anual de demanda para 20 años de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos expresada en metros cúbicos (m^3).

9.3. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN QUE NO TIENEN CONECTADOS USUARIOS A LA RED PRIMARIA.

Cuando un Sistema de Distribución tenga red primaria y secundaria pero todos los usuarios estén conectados a la red secundaria se podrá determinar en ese Mercado Relevante un solo cargo de distribución que será aplicable a usuarios residenciales y a usuarios diferentes al de uso residencial. La canasta de tarifas de estos mercados deben excluir a los usuarios residenciales.

9.4. INVERSIÓN BASE.

La Inversión Base denominada IBME, IBMEN o IBMN, comprenderá la Inversión realizada o la Inversión a realizar en los activos que se describen a continuación y en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario:

a) Activos inherentes a la operación.

Corresponde al inventario de activos que se utilizan en la prestación del servicio (estaciones de puertas de ciudad, gasoductos, estaciones de regulación, accesorios, entre otros). Este inventario se debe realizar de acuerdo con las Unidades Constructivas definidas en el Anexo 4, Anexo 5, Anexo 6, Anexo 7 y Anexo 8.

Activos tales como cruces subfluviales, cargos de conexión al sistema nacional de transporte y otros activos no homologables a las Unidades Constructivas, deberán ser reportados separadamente como Activos Especiales.

En caso de justificarse, el Distribuidor podrá solicitar a la Comisión la especificación de nuevas unidades constructivas. La CREG estudiará la solicitud y con base en su justificación evaluará la definición de estas nuevas Unidades Constructivas.

b) Otros Activos.

Corresponden a activos asociados a las actividades de distribución como: 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 Inversión Existente como en 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 en el Anexo 9 de la presente resolución.

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 están definidas para el monitoreo de la calidad.

d) Inversiones en terrenos, servidumbres e inmuebles.

Los terrenos, servidumbres 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 en caso de terrenos e inmuebles.

Los valores de las servidumbres serán incluidos en el concepto de arrendamientos de los gastos AOM.

Para el reporte de la información de servidumbres el Distribuidor deberá diseñar un formato en Excel donde se incluyan los valores pagados por este concepto (ya sea un solo pago o pagos periódicos), la cuota anual equivalente de estos pagos calculada a perpetuidad, expresada en pesos de la Fecha Base, utilizando el IPC donde se requiera, junto con la identificación de los documentos que originan estas obligaciones, los cuales deben estar disponibles para que la CREG pueda revisarlos cuando lo considere necesario. Así mismo deberán enviar la metodología de cálculo de esta cuota anual.

Las unidades constructivas que forman parte de los activos inherentes a la operación, los otros activos, los activos asociados a control de la calidad del servicio, serán llevados a pesos de la Fecha Base de cálculo con el Índice de Precios al Consumidor – IPC publicado por el DANE.

9.5. VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN BASE.

La Inversión Base estará comprendida por la Inversión Existente (IE), la Inversión en Nuevas Inversiones que fue reconocida y ejecutada en la anterior revisión tarifaria (IPE), la Inversión Ejecutada durante el Período Tarifario que culmina y no Prevista en el Programa de Nuevas Inversiones (INPE) y el Programa de Nuevas Inversiones para Municipios Nuevos (IPNI).

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, homologada a las Unidades Constructivas definidas en el Período Tarifario que culmina y valoradas a los costos reconocidos en dicho momento y ajustados conforme se encuentran definidas en el Anexo 4 y Anexo 5. Estas inversiones deberán estar expresadas a pesos de la Fecha Base.

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, homologadas a las Unidades Constructivas y valoradas a los costos unitarios que fueron establecidos en la Resolución CREG 011 de 2003 y ajustados conforme se relacionan en el Anexo 6. Esta inversión debe estar expresada a pesos de la fecha Base.

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, homologados a las Unidades Constructivas y valorados a los costos establecidos en la Resolución CREG 011 de 2003 y listados en el Anexo 6. Estas 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 estas tal y como están definidas en el Anexo 8. Esta inversión expresada a pesos de la Fecha Base.

d) Programa de Nuevas Inversiones para Municipios Nuevos (IPNI). Inversión a reconocer para el Programa de Nuevas Inversiones que se realizará en el siguiente Período Tarifario. Esta deberá ser homologada a las Unidades Constructivas que se definan para el siguiente Período Tarifario y valorada a los costos unitarios que se establecen en esta Resolución y que están definidos en el Anexo 8. Esta inversión debe estar expresada a pesos de la fecha Base.

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 Siguiendo Período Tarifario. Esta deberá ser homologada a las Unidades Constructivas que se definan para el siguiente Período Tarifario y valorada a los costos unitarios que se establecen en esta Resolución en el Anexo 8. Esta inversión debe estar expresada a pesos de la Fecha Base.

Parágrafo 1°. La inversión requerida para conectar un Mercado Existente de Distribución servido con GNC a otro Sistema de Distribución o al Sistema Nacional de Transporte; o un municipio servido con GNC, dentro de un Mercado Existente de Distribución, que se conecta a la red de otro municipio en el mismo mercado; será considerada como Inversión Ejecutada durante el período tarifario y No Prevista en el Programa de Nuevas Inversiones (INPE).

Esta deberá ser realizada durante el primer año del nuevo periodo tarifario y homologarse a unidad constructiva respectiva.

Parágrafo 2°. La Comisión podrá ordenar a través de una auditoria la verificación de los inventarios de activos en servicio que los Distribuidores reporten en su solicitud tarifaria y que formen parte de la Inversión Base descrita en los numerales a), b) y c) del presente numeral y de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 3.

9.5.1. Valoración de la inversión base de mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados a partir de mercados existentes de distribución o la agregación de mercados existentes de distribución

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

$$IBMEkl = CAEkl (IE) + CAEkl (IPE, INPE)$$

Donde:

$IBME_{kl}$	Inversión Base para el tipo de red l del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k conformado a partir de Mercado Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, 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 siguiente periodo Tarifario k conformado a partir de Mercado Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la fecha Base. Se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:	
	CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.	
	Donde:	
	NR	Número total de QUCIE reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k conformado a partir de Mercado Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, a la fecha de Corte.
	$UCIE_i$	Unidad Constructiva de Inversión Existente (IE) i, conforme al listado del Anexo 4.
	$QUCIE_{ik}$	Número total de Unidades Constructivas de Inversión Existente $UCIE_i$ reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k conformado a partir de Mercado Existente de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de distribución.
	$PUCIE_i$	Costo unitario reconocido para $UCIE_i$ relacionado en el Anexo 4 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 siguiente periodo 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 siguiente periodo Tarifario k para el tipo de red l, expresada en pesos de la fecha Base. Se calcula conforme a la siguiente fórmula: Donde:	
	NR	Número total de QUCPE y QUCINPE Unidades Constructivas de las IPE existentes reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo 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 Anexo 6.
	$QUCIPE_{ik}$	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 Anexo 6 y ajustado a la fecha Base.
	$UCINPE_i$	Unidad Constructiva que fue ejecutada en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo 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 Anexo 6.
	$QUCINPE_{ik}$	Número total de las Unidades Constructivas $UCINPE_i$, reportadas para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k.

	$PUCINPE_i$	Costo unitario eficiente definido por la Comisión para la Unidad Constructiva $UCINPE_i$ relacionado en el Anexo 6 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 siguiente periodo Tarifario k en análisis.
	l	Tipo de Red, correspondiente a la Red Primaria (RP) o Red Secundaria de Distribución (RS).

9.5.2. Valoración de la Inversión Base para los municipios nuevos, que van a formar parte de mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario k conformados a partir de anexar a mercados existentes de distribución municipios nuevos.

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

$IBMEN_{kl}$	Inversión Base de municipios nuevos que van a formar parte del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo 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 siguiente periodo Tarifario para el(los) municipio(s) nuevo(s) que van a formar parte del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k para el tipo de red l . Se calcula conforme a la siguiente fórmula: Donde:	
	NR	Número total de QUCPNI reportadas, proyectadas a realizarse en el mercado k en el nuevo periodo Tarifario.

	$UCPNI_i$	Unidad Constructiva del Programa de Nuevas Inversiones a ejecutar en el nuevo periodo Tarifario en el(los) municipio(s) nuevo(s) y que están relacionadas en el Anexo 6. Unidad que va a formar parte del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k, que ha sido conformado mediante la adhesión de Mercados existentes de Distribución y la adhesión de municipio(s) nuevo(s).
	$QUCPNI_{ik}$	Cantidad de la Unidad Constructiva $UCPNI_i$, reportada para el(los) municipio(s) nuevo(s) que van a formar parte del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo 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 Anexo 6 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.
	l	Tipo de Red correspondiente a la Red Primaria (RP) o Red Secundaria de Distribución (RS).

9.5.3. Valoración de la inversión base de mercado relevante de distribución para el siguiente periodo tarifario conformado por municipios nuevos

La fórmula para la determinación de la Inversión Base de Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario Conformados por municipios nuevos que se constituyen a partir de esta metodología, será:

$$IBM N_{kl} = VP (IPNI)_{kl}$$

Donde:

$IBM N_{kl}$	Inversión Base a realizarse en Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo 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 siguiente periodo Tarifario en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k 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, conforme al Anexo 8 de la presente resolución y ajustados a la fecha Base.	
VP	Valor presente del Programa de Nuevas Inversiones a realizarse en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k, descontado a pesos de la fecha Base. CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF. Donde:	
	$VP(IPNI)_{kl}$	Valor presente del Programa de Nuevas Inversiones a realizarse en el periodo Tarifario descontado a pesos de la fecha Base.
	NR	Número de QUCPNI, proyectadas a realizarse en el nuevo periodo Tarifario para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k.
	$UCPNI_i$	Unidad Constructiva i del Programa de Nuevas Inversiones a ejecutar en el nuevo periodo Tarifario y que está relacionada en el Anexo 7 y Anexo 8.
	$QUCPNI_{ik}$	Cantidad de la Unidad Constructiva $UCPNI_i$, reportada para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k.
	$PUCPNI_i$	Costo unitario eficiente definido por la Comisión para la Unidad Constructiva $UCPNI_i$ relacionado en el Anexo 8 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).

9.6. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para la identificación y valoración de Sistemas de Distribución de gas combustible por redes de tubería, se adoptan las Unidades Constructivas, las cuales se desagregan para cada tipo de inversión así:

9.6.1. Unidades constructivas para la valoración de la inversión en activos existente (IE): La Inversión Existente correspondiente a activos realizados antes del periodo Tarifario anterior (Resolución CREG 011 de 2003) será valorada de acuerdo con las Unidades Constructivas y los costos unitarios, ajustados a la fecha Base, definidos en el Anexo 4 y Anexo 5 de esta resolución.

9.6.2. Unidades constructivas para la valoración de la inversión programada en nuevas inversiones que fue reconocida y ejecutada en la anterior revisión tarifaria (IPE) o inversión ejecutada durante el periodo tarifario y no prevista en el programa de nuevas inversiones (INPE): Los activos realizados durante el periodo Tarifario anterior (Resolución CREG 011 de 2003) serán valorados de acuerdo con las Unidades Constructivas y los costos unitarios, ajustados a la fecha Base, indicados en el Anexo 6 de esta resolución. Solo se utilizarán las del Anexo 8 en los casos de Unidades Constructivas no definidas en el Anexo 6 o de las definidas en el Anexo 6 pero que se construyeron en Cali, Floridablanca y otros municipios de Antioquia con posterioridad al establecimiento de normas técnicas superiores a las normas nacionales de construcción. Las Unidades Constructivas Especiales, que fueron ejecutadas serán valoradas a los costos reconocidos en las Resoluciones Particulares y ajustadas a la fecha Base.

9.6.3. Unidades constructivas para valoración del programa de nuevas inversiones para municipios nuevos (IPNI): La inversión en activos que forman parte del programa de nuevas inversiones, que se realizará en el siguiente periodo Tarifario, deberán ser homologadas a las Unidades Constructivas y consideradas a los costos unitarios ajustados a la fecha Base, que se establecen en el Anexo 8 de esta resolución.

Parágrafo 1°. Todos los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas se ajustarán a pesos de la fecha Base con el Índice de Precios al Productor IPP publicado por el DANE.

Parágrafo 2°. Con excepción de los activos incluidos en el rubro de Otros Activos, los terrenos e inmuebles y los casos debidamente justificados por los distribuidores, basados en reglamentación especial o condiciones extraordinarias, no se admitirán para el cálculo tarifario, Unidades Constructivas diferentes a las establecidas en la presente resolución. Los activos respectivos deberán clasificarse directamente o por homologación, en las Unidades Constructivas establecidas.

9.7. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM)

Los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) de cada mercado se determinarán con base en la metodología Frontera Estocástica que se describe en el Anexo 10 de la presente resolución.

9.7.1. Mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados a partir de mercados existentes de distribución y agregación de mercados existentes de distribución

Para la determinación de los Cargos de Distribución correspondiente a AOM, se tendrán en cuenta los gastos AOM anuales eficientes del o los Mercado(s) Relevante(s) Existentes que resulten de la aplicación de la metodología determinada en los numerales 10.1 y 10.2 del Anexo 10.

Para esto las empresas deberán reportar en sus solicitudes tarifarias toda la información correspondiente a gastos de AOM actualizada hasta 31 de diciembre del año de corte.

9.7.2. Mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados a partir de anexar a mercados existentes de distribución municipios nuevos

Para la determinación de los Cargos de Distribución correspondientes a AOM, se tendrán en cuenta los gastos AOM anuales eficientes de los Mercados Existentes y el Valor Presente Neto descontado con la Tasa de Retorno, definida en el numeral 9.9. de la presente resolución, la proyección de gastos de AOM a precios de la fecha Base durante el horizonte de proyección de 20 años, correspondiente a los municipios nuevos que conformarán el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario.

9.7.3. Mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados por municipios nuevos

El distribuidor deberá presentar la proyección de gastos de AOM durante el horizonte de proyección de veinte (20) años. El promedio de los cinco (5) años será el utilizado para la comparación en la metodología de Frontera Estocástica.

La determinación de los Cargos de Distribución correspondientes a AOM de los municipios nuevos que conformarán el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario, se hará conforme se establece en el numeral 10.3, del Anexo 10 de la presente resolución.

Parágrafo 1°. Se reconocerán en forma adicional, los gastos de AOM involucrados en confiabilidad y en la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas.

Parágrafo 2°. Los valores de AOM serán ajustados a pesos de la fecha Base con el Índice de Precios al Consumidor IPC publicado por el DANE.

9.8. DEMANDAS DE VOLUMEN

El Distribuidor reportará en su solicitud tarifaria y para el año de corte la información correspondiente a la Demanda de volumen así:

9.8.1. Mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados a partir de mercados existentes de distribución y agregación de mercados existentes de distribución

1. Demanda anual total obtenida en el año de corte para cada uno de los Mercados Relevantes de Distribución existentes, expresada en metros cúbicos (m³).

2. Los valores de demanda deben estar discriminados por tipo de usuario residencial, comercial, industrial, GNV y otros, así como conexión a tipo de red Primaria y Secundaria como se indica en el Anexo 11 de esta resolución y deberán tener descontado el efecto del factor del poder calorífico.

3. La demanda anual de volumen reportada por el distribuidor será verificada con la información reportada al Sistema Único de Información (SUI). En caso de presentarse diferencias, la CREG, a través de una auditoría, establecerá cuál se tomará. El auditor verificará los datos utilizados por la empresa para el cálculo de la demanda reportada respecto a los datos de facturación y de contabilización de ventas.

9.8.2. Mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados a partir de anexar a mercados existentes de distribución municipios nuevos

El Distribuidor reportará en su solicitud tarifaria y para el año de corte la información correspondiente a la Demanda de volumen, expresada en metros cúbicos (m³), así:

1. Demanda anual total a la fecha de corte para cada uno de los municipios que cuentan con servicio o que conformaron los mercados existentes de distribución y que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario.

Los valores de demanda deben estar discriminados por municipio, tipo de usuario: residencial, comercial, industrial, GNV y otros, así como conexión a tipo de red Primaria y Secundaria como se indica en el Anexo 11 y Anexo 14 de esta resolución.

2. La Demanda de volumen reportada por el Distribuidor será verificada con la información reportada al Sistema Único de Información (SUI). En caso de presentarse diferencias, la CREG, a través de una auditoría establecerá cual se tomará. El auditor verificará los datos utilizados por la empresa para el cálculo de la demanda reportada respecto a los datos de facturación y de contabilización de ventas.

3. Para los municipios nuevos que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el próximo periodo Tarifario el Distribuidor deberá reportar los volúmenes de demanda así:

3.1. Para un horizonte de proyección de 20 años reportará los volúmenes anuales proyectados de consumo de los usuarios de los municipios nuevos y que conformaran el Sistema de Distribución (expresados en metros cúbicos) desagregados conforme al Anexo 12 de la presente resolución. No obstante, la proyección debe ser creciente del primer año de proyección hasta el quinto o décimo y permanecer constante del año quinto o décimo en adelante. Los volúmenes proyectados deben ser consistentes con el Programa de Nuevas Inversiones para dichos municipios.

3.2. Para la elaboración de estas proyecciones, el distribuidor utilizará la metodología contenida en Anexo 13 de la presente resolución. Dichas proyecciones deberán ser enviadas a la UPME para su evaluación metodológica, simultáneamente con la presentación de la solicitud tarifaria a la Comisión. Copia del radicado deberá remitirse a la Comisión con la solicitud tarifaria.

3.3. Una vez se reciba el concepto de la UPME, en caso de ser negativo el distribuidor deberá modificar la proyección de demanda, y enviarla nuevamente a la UPME para su evaluación metodológica.

4. Para el cálculo de los Cargos de Distribución se tendrá en cuenta la proyección de Demanda de volumen a entregar a los usuarios y por tanto, este volumen no incorporará las pérdidas de gas en el Sistema de Distribución.

9.8.3. Mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario conformados por municipios nuevos

1. Para el Horizonte de Proyección, deberán reportarse los volúmenes anuales proyectados de consumo de los usuarios del Sistema de Distribución (expresados en metros cúbicos) desagregados conforme al Anexo 12 de la presente resolución. Los volúmenes proyectados deben ser consistentes con el Programa de Nuevas Inversiones.

2. Para la elaboración de estas proyecciones, el distribuidor utilizará la metodología contenida en el Anexo 13 de la presente resolución. Dichas proyecciones deberán ser enviadas a la UPME para su evaluación metodológica, simultáneamente con la presentación de la solicitud tarifaria a la Comisión. Copia del radicado deberá remitirse con la solicitud tarifaria.

3. Una vez se reciba el concepto de la UPME, en caso de ser negativo el distribuidor deberá modificar la proyección de demanda, y enviarla nuevamente a la UPME para su evaluación metodológica.

4. Para el cálculo de los Cargos de Distribución se tendrá en cuenta la proyección de Demanda de volumen a entregar a los usuarios y por tanto, este volumen no incorporará las pérdidas de gas en el Sistema de Distribución.

9.9. TASA DE RETORNO

La Tasa de Retorno para remunerar la actividad de Distribución de Gas Combustible para el nuevo periodo tarifario, corresponderá al valor que se calcule con la metodología del WACC que esté vigente, establecida en resolución aparte, antes de la aprobación de la primera solicitud tarifaria.

Artículo 10. *Aplicación de la metodología de canasta de tarifas para usuarios diferentes a los de uso Residencial.* Para el correspondiente Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo tarifario, se podrá aplicar la metodología de Canasta de Tarifas, de acuerdo con el Cargo Promedio de Distribución aprobado aplicable a los usuarios diferentes a los de uso residencial. Esta canasta se podrá estructurar por tipo de usuario y el número de rangos de consumo que determine cada distribuidor teniendo en cuenta lo siguiente:

10.1. TIPO DE USUARIO

Corresponde a las categorías de tipo de usuario: comercial, industrial, GNV, cogeneración, autogeneración y otros dentro de las cuales el Distribuidor podrá estructurar sus rangos de consumo.

10.2. 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 tipo de 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 la igualdad establecida en el numeral 10.4.
- 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.

10.3. APLICACIÓN DE LA CANASTA DE TARIFAS

Con base en el Cargo Promedio de Distribución de Usuarios Diferentes a los de uso Residencial, las empresas podrán aplicar 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) El distribuidor mantendrá actualizado en su página web los cargos de distribución que aplica por tipo de usuario y rangos de consumo, incluidos estos;

c) 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;

d) 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;

e) 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 solo podrán aplicar el cargo promedio de distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de uso Residencial.

10.4. 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:

Donde:

j	Rango de la Canasta de Tarifas.
m	Mes m .
$Q_{jkh(m-3)}$	Consumo total de los usuarios del rango j de consumo, del tipo de usuario h , durante el trimestre anterior al mes m en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k .
D_{jkhm}	Cargo de Distribución definido por el distribuidor aplicable en el mes m a los usuarios del rango j de consumo, del tipo de usuario h , en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo 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 siguiente periodo 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 siguiente periodo Tarifario k .
H	Usuario de uso diferente al Residencial
S	Número total de Tipo de Usuario de uso diferente al Residencial

Artículo 11. *Gradualidad en la aplicación de los Nuevos Cargos de Distribución a Usuarios de uso residencial.* 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 al Cargo de Distribución que se venía cobrando con la anterior metodología tarifaria a este tipo de usuarios, el Distribuidor podrá aplicar la siguiente fórmula:

Donde:

M	Mes para el cual se calcula el cargo de distribución.
PV	Porcentaje de Variación Mensual que aplicará el Distribuidor sobre el Cargo de Distribución aplicable a los Usuarios de uso Residencial. Este será definido por cada distribuidor y podrá cambiar de un mes a otro.
$SA_{k,m,j}$	Saldo Acumulado, expresado en \$, del Distribuidor j para el mes m del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k, por las diferencias entre el Cargo de Distribución aplicable a los Usuarios de uso Residencial $DR_{(AUR),k,m}$ y el Cargo de Distribución aplicado $DA_{(AUR),k,m}$ a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución dicho valor será cero.
$VR_{k,m,j}$	Ventas de gas a usuarios residenciales, en el mes m efectuadas por el Distribuidor j, en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k, expresado en m^3 .
$DR_{(AUR),k,m,j}$	Cargo real de Distribución calculado mediante la nueva metodología, expresado en $\$/m^3$, calculado para el mes m, para el Distribuidor j, en el Mercado de Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k. Para el primer mes será igual al cargo total resultante de la nueva metodología.
$DA_{(AUR),k,m,j}$	Cargo aplicado de distribución, expresado en $\$/m^3$, calculado para el mes m, para el Distribuidor j, en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k. Este valor para el primer mes de aplicación será igual al cargo de distribución anterior multiplicado por el valor de PV.
I	Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Distribuidor por los saldos acumulados en la variable $SA_{k,m,j}$. Este valor no podrá ser superior al interés bancario corriente para consumo y ordinario que es certificado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

El Distribuidor deberá entregar un informe mensual a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la CREG sobre el PV y la tasa de interés aplicada, el estado de las cuentas relacionadas con la senda tarifaria diseñada, en donde se indiquen valores cobrados y los saldos pendientes durante el tiempo restante.

Artículo 12. *Fórmula de Actualización del Cargo de Distribución aplicable a Usuarios de uso Residencial y del Cargo Promedio de Distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de uso Residencial.* Los Cargos de Distribución aprobados en resoluciones particulares de la CREG conforme a la presente resolución, expresado en pesos de la fecha Base, se actualizarán mes a mes de acuerdo con la siguiente fórmula general:

Donde:

D_{ktum}	Cargo de Distribución expresado en \$/m ³ para el Mercado Relevante de Distribución k, por tipo de usuario y aplicable en el mes m.
$D_{k,tu,inv}$	Cargo de Distribución expresado en \$/m ³ a pesos de la fecha Base y para el Mercado Relevante de Distribución k, por tipo de usuario y correspondiente a la componente de inversión.
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 en la cual se aprobaron los Cargos de Distribución.
$D_{k,tu,AOM}$	Cargo de Distribución expresado en \$/m ³ a pesos de la fecha Base y para el Mercado Relevante de Distribución por tipo de correspondiente a la componente de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).
IPC_{m-1}	Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes (m-1).
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para la fecha Base de los Cargos de Distribución.
tu	Tipo de usuario, este puede corresponder a usuarios de uso Residencial (AUR) o a Usuarios Diferentes a los de uso Residencial (AUNR).

Artículo 13. *Reposición de Activos.*

13.1. 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 período 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 periodo Tarifario que culmina y no Prevista en el Programa de Nuevas Inversiones (INPE).

13.2. Reposición de Activos para el siguiente período Tarifario

El distribuidor podrá presentar en su solicitud tarifaria un programa de reposición de activos para el siguiente periodo Tarifario de acuerdo con el Anexo 17 de esta resolución. Este programa solo será aceptable para 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 de la Inversión Base Existente (IE) y serán homologados a las Unidades Constructivas de acuerdo con el Anexo 5 de esta resolución, su ubicación a través de coordenadas georreferenciadas y el activo por el cual será remplazado, si así ocurre de acuerdo con las Unidades Constructivas del Anexo 7 y Anexo 8.

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 de los Cargos de Distribución, a partir del mes siguiente de entrada en operación del activo repuesto, de acuerdo con un delta de reposición definido regulatoriamente.

El distribuidor solo podrá aplicar el delta de reposición de acuerdo a su programa de reposición aprobado previamente por la Comisión en la resolución particular que le aprueba cargos, y siempre y cuando entre en operación el activo de reposición correspondiente.

Lo anterior se hará de acuerdo con la siguiente fórmula:

Donde:

Rept	Delta del cargo de distribución por efecto del programa de reposición de activos del año t del periodo Tarifario. Expresado en pesos de la fecha Base por metro cúbico.
t	Año del periodo Tarifario en que se repondrán los activos.
$IRNA_k$	Costo anual equivalente de la Inversión Base a reconocer por los activos nuevos que remplazan los activos existentes que serán objeto de reposición, expresado a pesos de la fecha Base. Donde: NR Número de total de QUCN reportadas para remplazar para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo 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 siguiente periodo Tarifario k. $PUCN_i$ Costo unitario reconocido para la UCN_i relacionado en el Anexo 8. 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 siguiente periodo 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. 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 remplazada. $QUCIE_{ik}$ Cantidad de la unidad constructiva de Inversión Existente a remplazar $UCIE_i$ para el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo Tarifario k. $PUCIE_i$ Costo unitario reconocido para la la $UCIE_i$ relacionado en el Anexo 4 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 siguiente periodo Tarifario k.

13.3. Reporte de Información de Activos

Los agentes deberán reportar a la CREG el último día hábil del mes de enero de cada año, la información de la totalidad de activos existentes a través de la matriz del Anexo 18 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 Siguiete Periodo Tarifario al nuevo Periodo Tarifario.

La CREG remitirá cada año la información remitida por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia en cuanto al cumplimiento del programa de reposición y de la aplicación de la metodología.

Parágrafo. El reporte de esta información deberá hacerse estrictamente en los plazos establecidos en esta resolución. En todo caso, todo incumplimiento u omisión en la remisión de la misma, dará lugar a la aplicación de las sanciones establecidas en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 64 de 1998 o aquellas que la aclaren, modifiquen o adicionen.

Artículo 14. *Confiabilidad y/o seguridad.* A los Cargos de Distribución se les 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 establecida por la CREG en resolución aparte. Así mismo, se reconocerán los gastos de AOM anuales eficientes para la infraestructura de confiabilidad y/o seguridad determinada. El cargo Delta de Confiabilidad en Distribución se determinará así:

$Conk =$	$\frac{IC_k + AOMC_k}{Q_{CT}}$
	Q_{CT}

Conk	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 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.
QCT	Demanda que se considera para la aprobación de los Cargos de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k.

Artículo 15. *Mercados relevantes de Distribución para el siguiente período tarifario en donde hay más de un distribuidor.* Si en un Mercado de Distribución existen dos o más Distribuidores, la determinación de los Cargos de Distribución que se aplicarán para la asignación de la remuneración de la Inversión y la remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) del respectivo Sistema, tendrá en cuenta las siguientes reglas generales:

a) En el caso en que en el mismo mercado existan dos o más redes independientes que atienden diferente demanda, para la remuneración de la Inversión Base se considerará la suma de los activos correspondientes a cada red. Se tomará la demanda total del mercado y los gastos AOM eficientes para todo el mercado. Cada comercializador recaudará lo correspondiente al Cargo de Distribución según la demanda atendida;

b) Para el caso de que existan redes de distribución paralelas que potencialmente puedan atender la misma demanda, se tomará para el cálculo de la Inversión Base una sola red, correspondiente a

la red de activos más eficiente, el valor total de la demanda del mercado y los gastos AOM eficientes. Cada comercializador recaudará lo correspondiente al Cargo de Distribución según la demanda atendida;

c) Si la red de distribución se conecta a la red de otro distribuidor en el mismo mercado, se considerará para la remuneración de la Inversión Base, los activos de la totalidad de las redes y se tomará la demanda total del mercado. Se reconocerá la suma de los gastos eficientes de AOM de cada uno de los distribuidores que atienden el Mercado Relevante. Los comercializadores pagarán a los distribuidores respectivos lo correspondiente al componente de inversión y AOM en proporción a la participación de los kilómetros de red.

Parágrafo 1°. Cuando sea necesario realizar la reposición de redes de terceros que sean de uso general, la obligación de reposición corresponde en primer lugar al propietario del activo. Si este no hace la reposición oportunamente, el Distribuidor que está utilizando dicho activo podrá realizarla.

Artículo 16. *Activos de terceros.* Cuando sea necesario realizar la reposición de redes de terceros que sean de uso general, la obligación de reposición corresponde en primer lugar al propietario del activo. Si este no hace la reposición en la oportunidad requerida por el distribuidor para garantizar la continuidad del servicio, el distribuidor que está utilizando dicho activo podrá realizarla. En este caso, el distribuidor ajustará la remuneración al tercero de conformidad con el esquema regulatorio que esté vigente y con la reposición efectuada.

Parágrafo. La enajenación a un distribuidor, de las obras de infraestructura construidas por un suscriptor o usuario dentro de un Sistema de Distribución de gas combustible en ningún caso podrá ser a título gratuito.

Artículo 17. *Remuneración por el servicio de distribución por parte de los usuarios no regulados.* Las empresas distribuidoras serán remuneradas por el uso del Sistema de Distribución por parte de los Usuarios No Regulados. Esta remuneración debe corresponder al Cargo de Distribución establecido por el distribuidor por tipo de Red al que se conecte, tipo de usuario y para cada rango de consumo.

Artículo 18. *Neutralidad.* Los cargos ofrecidos por el distribuidor serán de conocimiento público y en su aplicación se observará el principio de neutralidad previsto en el numeral 2 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y demás disposiciones aplicables y conforme a lo dispuesto en el artículo 10 de esta resolución.

Artículo 19. *Separación de actividades.* Los distribuidores que realicen la actividad de comercialización en su Mercado Relevante, deberán separar contablemente su actividad de distribución de la actividad de comercialización de acuerdo con lo previsto en el artículo 18 de la

Ley 142 de 1994 y aplicando las normas expedidas por la Comisión o por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, según corresponda.

Artículo 20. *Fórmulas de conversión de cargos de distribución de gas natural y cargos de distribución de GLP.* La metodología para establecer los factores de equivalencia energética, *fe*, para hacer correspondientes los Cargos de Distribución de gas natural con los Cargos de Distribución de GLP por redes de tubería, expresados en $\$/m^3$ seguirá lo consignado en el Anexo 16 de esta resolución.

Parágrafo. La empresa que solicite la conversión del Cargo de Distribución deberá, si es el caso, reportar a la Comisión: a) las inversiones adicionales requeridas para la distribución del nuevo combustible de acuerdo con las Unidades Constructivas establecidas para tal fin y b) las Unidades Constructivas que se retiren del servicio, las cuales serán excluidas de la Inversión Base.

Artículo 21. *Autorización para fijar tarifas.* Dentro del régimen de libertad regulada, previsto en la Ley 142 de 1994, las empresas distribuidoras de gas combustible a las que se refiere la presente resolución podrán aplicar los Cargos de Distribución Específicos del Mercado Relevante correspondiente, a partir del mes siguiente a la entrada en vigencia del acto administrativo que apruebe los cargos por uso de los Sistemas de Distribución correspondientes al Mercado Relevante de Distribución respectivo.

CAPÍTULO IV

Zonas Geográficas que dejan de ser Áreas de Servicio Exclusivo por culminación de los contratos de concesión

Artículo 22. *Aplicación para las Zonas Geográficas que dejan de ser Áreas de Servicio Exclusivo.* Una vez los contratos de concesión suscritos en virtud del artículo 40 de la Ley 142 de 1994 entre el Ministerio de Minas y Energía y las empresas distribuidoras culminen, las zonas geográficas denominadas Áreas de Servicio Exclusivo dejen de serlo, deberán aplicar la metodología establecida en la presente resolución.

Parágrafo. La CREG en resolución aparte establecerá los procedimientos que contendrán los parámetros y las condiciones bajo las cuales los distribuidores que atienden estas zonas geográficas deberán presentar la solicitud de cargos de distribución, con el fin de ajustarse para poder aplicar la metodología aquí definida. Estos aspectos serán divulgados mediante audiencias públicas.

Artículo 23. *Transición en las Zonas Geográficas que dejan de ser Áreas de Servicio Exclusivo.* Hasta tanto no se defina el nuevo cargo de distribución con la metodología establecida en esta resolución, en los municipios que conformaban las Áreas de Servicio Exclusivo, se mantendrá vigente el cargo de distribución de gas combustible por redes de tubería que se venía aplicando en dichas áreas.

Artículo 24. *Conformación de mercados relevantes a partir de municipios que pertenecen a Zonas Geográficas que dejarán de ser Áreas de Servicio Exclusivo.* Los municipios que forman parte de las denominadas Áreas de Servicio Exclusivo podrán conformar mercados relevantes en complemento a lo establecido en el artículo 5° de esta resolución así:

i) **Mercados Existentes de Distribución:** También corresponderán a este tipo de Mercados Existentes de Distribución las zonas geográficas que hayan pertenecido a las Áreas de Servicio Exclusivo y donde se hayan culminado los contratos de concesión;

ii) **Agregación de Mercados Existentes de Distribución:** Cuando un distribuidor que atiende en zonas geográficas correspondiente a Áreas de Servicio Exclusivo y desea una vez se culminen los contratos de concesión agregar estas zonas a Mercados Existentes de Distribución conformados según la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, deberá:

a) Hacer la solicitud tarifaria a la CREG del Mercado Existente de Distribución en los plazos establecidos;

b) El Distribuidor deberá indicar en esta solicitud tarifaria el interés de una futura agregación con la zona geográfica que conforma el Área de Servicio Exclusivo;

c) Conforme a esto la CREG establecerá unos cargos de distribución transitorios correspondientes al mercado inicial y que corresponde a los municipios que no son parte del Área de Servicio Exclusivo. Estos cargos podrán ser revisados una vez se finalicen los contratos de concesión y los municipios que conforman el Área de Servicio Exclusivo dejen de corresponder a esta condición y puedan unirse al mercado inicial. Esto siempre y cuando cumplan los criterios para la conformación de los mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario establecidos en el numeral 5.2 de la presente resolución.

CAPÍTULO V

Otras Disposiciones

Artículo 25. *Distribución de gas mediante gasoductos virtuales.* 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.

Artículo 26. *Vigencia de la presente resolución.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el ***Diario Oficial***, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Firmas del proyecto,

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 1

CONSIDERACIONES PARA LA CONEXIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A OTROS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

I. Procedimiento para la expedición de cargos de distribución de mercados relevantes de distribución que se conectan a los sistemas de distribución de otros mercados relevantes

Para que un Sistema de Distribución pueda conectarse a otro de acuerdo con lo establecido en el numeral ii) del artículo 4° de esta resolución, deberá realizar el siguiente procedimiento:

1. Cuando un Distribuidor esté interesado en conectar un Nuevo Mercado Relevante de Distribución o un mercado que está siendo atendido con GNC a otro Mercado Existente, deberá hacerlo explícito en su solicitud tarifaria indicando todos los aspectos técnicos e incluyendo longitud, unidades constructivas y trazado, entre otros aspectos.
2. Conforme a esta solicitud, la CREG divulgará mediante circular el proyecto presentado por el Distribuidor, para que empresas transportadoras u otros agentes puedan dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación, manifestar si tienen el interés de desarrollar un proyecto de transporte que cubra el mercado a conectarse incluidos otros mercados o municipios adicionales, para lo cual el agente interesado deberá presentar solicitud tarifaria a la CREG en los términos establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010 o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan.
3. Si una vez culminado el plazo de treinta (30) días, en las instalaciones de la CREG no se ha recibido intención y solicitud por parte de otro agente para la ejecución de proyectos de transporte que cubra la conexión de los Sistemas de Distribución en análisis, la Comisión continuará con el análisis de la solicitud tarifaria inicial presentada por el Distribuidor y tomará la decisión sobre la remuneración de los activos de conexión a otro sistema de distribución dentro de los cargos de distribución que se aprueben para el Nuevo Mercado de Distribución en análisis.
4. En el caso que se radique en la CREG el interés y solicitud por parte de un agente transportador u otro agente en desarrollar un proyecto de transporte que incluya el suministro de

gas al Nuevo Mercado de Distribución en análisis u otros y su cargo de transporte sea menor al cargo a pagar al otro distribuidor más el cargo asociado a la inversión de conexión se procederá a informar al Distribuidor para que este modifique su solicitud excluyendo la base de activos correspondiente al tramo de conexión al Mercado Existente de Distribución. En caso contrario no se aprueba el cargo para la red de transporte y se continúa con el procedimiento del numeral II.

II. Definición de los cargos que debe pagar un mercado de distribución que se conecta al sistema de distribución de otro mercado relevante de distribución

Conforme a lo establecido en el numeral ii) del artículo 4° de la presente resolución, el Sistema de Distribución que se conecte a otro Sistema de Distribución debe pagar por su uso.

La CREG en las resoluciones particulares de cargos de distribución establecerá los cargos que como máximo deberán pagar los usuarios del mercado relevante de distribución que se conecta a otro mercado relevante, de acuerdo con el tipo de red al que se conecta.

Para ello dentro de la solicitud tarifaria se deberá indicar a qué red se conectará ya sea primaria o secundaria del otro sistema de distribución. La demanda del Sistema de Distribución que se conecta y demás información necesaria como la inversión en la Estación de Transferencia de Custodia y gasoducto de conexión que se adicionará a la inversión base del Mercado Existente de Distribución o del Nuevo Mercado de Distribución, con el fin de establecer el cargo equivalente de la conexión.

El cálculo del Cargo de Distribución corresponderá al Cargo de Distribución aprobado en el mercado al que se conecta ajustado con la demanda asociada al Sistema de Distribución que se conectan y de acuerdo a lo citado en el numeral v) del artículo 4° de esta resolución.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 2

RESUMEN DE LA SOLICITUD TARIFARIA

Para efectos de la aplicación de las disposiciones contenidas en esta Resolución y de lo dispuesto en las Leyes 1437 de 2011 y 142 de 1994 o aquellas que las modifiquen, aclaren o sustituyan y con el fin de las comunicaciones correspondientes a terceros, las empresas que presenten estudio tarifario para la fijación de cargos de distribución deberán remitir un resumen de la solicitud tarifaria presentada a la Comisión, que contenga la siguiente información:

1. Identificar cada uno de los municipios que conformarán el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Periodo Tarifario propuesto y para el cual la empresa está interesada en obtener un Cargo de Distribución.

SOLICITUD DE MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERIODO TARIFARIO			
Código DANE del municipio	Municipios existentes del mercado de distribución existente	Municipios que conformaban el otro mercado existente de distribución que se va a agregar	Municipios nuevos que se anexan a mercados existentes de distribución

2. Inversión existente expresada en millones de pesos de la Fecha Base y para el año de corte de los municipios existentes que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Periodo Tarifario.

3. Programa de inversiones para los municipios nuevos que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Periodo Tarifario.

4. Demanda total expresada en metros cúbicos (m³) obtenida en el año de corte para cada uno de los municipios existentes y que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Periodo Tarifario.

5. Volúmenes anuales proyectados de consumo expresados en metros cúbicos para los Municipios Nuevos que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Periodo Tarifario.

6. Gastos de AOM en pesos de la Fecha Base, conforme a lo dispuesto en el Anexo 10, reportados para los años solicitados.

7. Cargos de Distribución que se propone a la Comisión dentro del trámite administrativo de aprobación y de acuerdo con lo dispuesto en esta resolución.

8. En caso de que el Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Periodo Tarifario se desprenda de otro Mercado Relevante de Distribución indicar dicho mercado y el Cargo de Distribución que deberán pagar los usuarios por el uso de ese Sistema de Distribución.

9. El solicitante deberá indicar si el proyecto cuenta o no con recursos públicos y en caso afirmativo deberá indicar su procedencia, monto, destinación y deberá discriminar las inversiones que ejecutará con recursos propios y aquella que ejecutará con recursos públicos.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

ANEXO 3

INFORMACIÓN PRUEBAS VERIFICACIÓN SOBRE LOS ACTIVOS REPORTADOS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Con base en la información entregada por las empresas, la Comisión adelantará una verificación de la calidad de la información reportada, de conformidad con la siguiente metodología:

1. Verificación Tipo 1

A partir de la información reportada por cada empresa distribuidora de gas combustible por redes, la CREG determinará el tamaño de la muestra que garantice una confiabilidad global mayor del 90% y un error relativo de muestreo menor del 5%.

En desarrollo del trabajo de campo, se verificará la precisión de la información reportada y se aceptará la misma cuando:

- a) Los tramos de red o Unidad Constructiva seleccionados para el trabajo de campo no presentan ninguna inconsistencia con respecto a la información reportada a la Comisión;
- b) La empresa distribuidora explique adecuadamente las razones por las cuales la información no coincide exactamente con la levantada en campo, en caso de que se encuentre alguna inconsistencia en la misma para un tramo de red o Unidad Constructiva. Las aclaraciones deberán ser efectuadas por la empresa dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha cuando sea informada de tal situación por parte de la CREG.

Se entiende que la información es inconsistente: i) cuando su georreferenciación no permita establecer la existencia del activo, ii) cuando lleve a clasificarlo en una Unidad Constructiva que no corresponde con la reportada.

Cuando se encuentren inconsistencias en la información y estas no sean justificadas adecuadamente ante la CREG dentro del término establecido, se considerará que la muestra presenta inconsistencias. Cuando la suma del efecto de todos los errores no explicados por la empresa distribuidora, conduzca a una estimación de costos de activos superior al 0.5% del costo

total de los activos de la muestra estimados con las cantidades correctas, se rechazará la información reportada.

Cuando a una empresa le sea rechazada la información reportada, la Comisión informará a la Superintendencia de Servicios Públicos para que adelante las acciones de su competencia, y la empresa distribuidora deberá presentar nuevamente la información que respalda la aprobación de los cargos de distribución, corrigiendo la información de sus activos, y solicitar a la Comisión la realización de la Verificación Tipo 2.

Los costos de la Verificación Tipo 1 serán asumidos por la CREG.

2. Verificación Tipo 2

Con la información de activos revisada y reportada por la empresa se diseña el tamaño de la muestra que garantice una confiabilidad global mayor del 95% y un error relativo de muestreo menor del 5%. Los criterios de aceptación o rechazo de la información serán los mismos establecidos para la Verificación Tipo 1.

Si en este caso se rechaza la información, la Comisión informará a la Superintendencia de Servicios Públicos para que adelante las acciones de su competencia, y el distribuidor deberá solicitar una vez más la aprobación de los cargos de distribución y la verificación sobre el total de la información reportada.

A partir de la información obtenida de la verificación total la Comisión estimará los cargos para la empresa.

Los costos de las Verificaciones Tipo 2 y de las verificaciones sobre el total de los activos, serán cubiertos por la empresa distribuidora y la CREG en partes iguales.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 4

COSTOS UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA VALORAR INVERSIÓN EXISTENTE (IE)

La información contenida en este Anexo ha sido extraída de las resoluciones aprobatorias de cargos de distribución durante la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003.

4.1. EMPRESA GAS NATURAL S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.2. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.3. EMPRESA SURTIDORA DE GASES DEL CARIBE – SURTIGAS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

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.

4.4. EMPRESA GASES DEL CARIBE S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.5. EMPRESA ALCANOS DE COLOMBIA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.6. EMPRESA GAS NATURAL DEL ORIENTE S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Nota: El valor de la ERPC 35T2 quedó incluido en la ERP de Lebrija

4.7. EMPRESA GAS NATURAL DEL CESAR S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.8. EMPRESA LLANOGAS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.9. EMPRESA GASES DE LA GUAJIRA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.10. EMPRESA METROGAS DE COLOMBIA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.11. EMPRESA CAUCANA DE GAS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.12. EMPRESA GASES DEL ORIENTE S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.13. EMPRESA GASES DE OCCIDENTE S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.14. EMPRESA GASES DE BARRANCABERMEJA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.15. EMPRESA MADIGAS INGENIEROS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.16. EMPRESA PROMESA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.17. EMPRESA GASES DEL CUSIANA S. A. E.S.P. (YOPAL)

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.18. EMPRESA GASES DEL CUSIANA S. A. E.S.P. (TAURAMENA)

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.19. EMPRESA GASES DEL CUSIANA S. A. E.S.P.

(AGUAZUL, MONTERREY Y VILLANUEVA)

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

4.20. EMPRESA PROMIGAS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 5

CANTIDADES DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS RECONOCIDAS COMO INVERSIÓN EXISTENTE (IE)

La información contenida en este Anexo ha sido extraída de las resoluciones aprobatorias de cargos de distribución durante la vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003.

5.1. EMPRESA GAS NATURAL S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.2. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.3. EMPRESA SURTIGAS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.4. EMPRESA GASES DEL CARIBE S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.5. ALCANOS DE COLOMBIA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.6. EMPRESA GAS NATURAL DEL ORIENTE

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.7. EMPRESA GAS NATURAL DEL CESAR

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.8. EMPRESA LLANOGAS S. A. E.S.P.

5.9. EMPRESA GASES DE LA GUAJIRA S. A. E.S.P. Unidades Constructivas de Distribución de Gas existentes en 2002 Descripción de Unidad **CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.**

5.9. EMPRESA GASES DE LA GUAJIRA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.10. EMPRESA METROGAS DE COLOMBIA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.11. CAUCANA DE GAS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.12. EMPRESA GASES DEL ORIENTE S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.13. EMPRESA GASES DE OCCIDENTE S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.14. EMPRESA GASES DE BARRANCABERMEJA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.15. EMPRESA MADIGAS INGENIEROS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.16. EMPRESA PROMESA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.17. EMPRESA GASES DEL CUSIANA S. A. E.S.P. (YOPAL)

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.18. EMPRESA GASES DEL CUSIANA S. A. E.S.P. (TAURAMENA)

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.19. EMPRESA GASES DEL CUSIANA S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5.20. EMPRESA PROMIGAS S. A. E.S.P.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 6

COSTOS UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA LA VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN
EJECUTADA DURANTE LA VIGENCIA DE LA RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2003 (IPE,
INPE)

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	A	B	C
		Res 011/03 Col \$ de Dic/2012	Res 33/2004 Col \$ de Dic/2012	Res 22/2004 Col \$ de Dic/2012
TA2AS	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Asfalto	163,750,107	-	-
TA3AS	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Asfalto	196,713,764	-	196,668,520
TA4AS	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada	219,600,352	319,369,431	219,617,846

	Asfalto			
TA6AS	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Asfalto	312,415,380	432,368,021	-
TA8AS	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Asfalto	430,885,005	-	-
TA10AS	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Asfalto	488,589,585	605,750,057	-
TA14AS	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Asfalto	746,480,605	866,427,494	-
TA16AS	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Asfalto	828,635,326	-	-
TA20AS	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Asfalto	981,213,872	-	-
TA2CO	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Concreto	163,203,364	-	-
TA3CO	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Concreto	196,067,833	-	196,000,201
TA4CO	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Concreto	218,954,420	561,350,141	218,949,527
TA6CO	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Concreto	311,694,456	637,613,979	-

TA8CO	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Concreto	429,555,646	-	-
TA10CO	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Concreto	487,260,225	790,669,717	-
TA14CO	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Concreto	745,151,245	1,051,699,197	-
TA16CO	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Concreto	827,305,966	-	-
TA20CO	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Concreto	979,884,513	-	-
TA2DE	Tubería de Acero de 2 pulg. en Destapado	101,352,942	-	-
TA3DE	Tubería de Acero de 3 pulg. en Destapado	134,163,848	-	141,850,158
TA4DE	Tubería de Acero de 4 pulg. en Destapado	157,014,727	156,962,579	164,799,484
TA6DE	Tubería de Acero de 6 pulg. en Destapado	218,651,011	218,579,546	-
TA8DE	Tubería de Acero de 8 pulg. en Destapado	289,789,621	-	-
TA10DE	Tubería de Acero de 10 pulg. en Destapado	347,293,342	347,354,016	-
TA14DE	Tubería de Acero de 14 pulg. en Destapado	604,742,475	604,949,711	-

TA16DE	Tubería de Acero de 16 pulg. en Destapado	686,696,338	-	-
TA20DE	Tubería de Acero de 20 pulg. en Destapado	838,873,169	-	-

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).

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	A	B	C
		Res 011/03 Col \$ de Dic-/2012	Res 33/2004 Col \$ de Dic/2012 Bogotá	Res 22/2004 Col \$ de Di./2012
TPE1/2AS	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Asfalto	47,059,357	-	47,083,558
TPE3/4AS	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto	47,983,349	130,027,244	47,971,396
TPE1AS	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada	50,105,275	132,345,770	50,057,106

	Asfalto			
TPE1-1/4AS	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Asfalto	52,827,865	-	-
TPE1-1/2AS	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Asfalto	54,252,912	-	-
TPE2AS	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Asfalto	55,997,318	138,630,269	56,002,249
TPE3AS	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Asfalto	79,028,669	162,247,334	78,986,873
TPE4AS	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Asfalto	95,987,964	179,596,401	95,998,677
TPE6AS	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Asfalto	142,748,266	-	142,764,401
TPE1/2CO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Concreto	32,962,042	-	32,984,286
TPE3/4CO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Concreto	33,873,481	100,232,944	33,864,497
TPE1CO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Concreto	35,982,855	102,514,341	35,942,577
TPE1-1/4CO	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Concreto	38,705,446	-	-

TPE1-1/2CO	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Concreto	40,117,941	-	-
TPE2CO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Concreto	44,855,526	111,727,939	-
TPE3CO	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Concreto	84,890,511	135,895,068	84,825,023
TPE4CO	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Concreto	101,824,702	153,167,127	-
TPE6CO	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Concreto	151,227,402	203,388,111	-
TPE1/2TA	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Andén Tableta	37,277,850	-	37,290,710
TPE3/4TA	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Andén Tableta	38,157,910	42,987,622	38,150,654
TPE1AT	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Andén Tableta	40,235,904	45,172,758	40,208,469
TPE1-1/4TA	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Andén Tableta	42,958,495	-	-
TPE1-1/2TA	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Andén Tableta	44,339,610	-	-
TPE2TA	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Andén	49,045,815	54,193,833	49,047,601

	Tableta			
TPE3TA	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Andén Tableta	69,747,941	79,593,109	69,711,409
TPE4TA	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Andén Tableta	86,682,131	96,865,168	86,691,333
TPE6TA	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Andén Tableta	136,084,831	-	136,098,309
TPE1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Zona Verde	11,930,223	-	11,958,553
TPE3/4ZV	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Zona Verde	12,862,583	12,857,782	12,851,705
TPE1ZV	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Zona Verde	14,992,876	15.443.822	14,942,729
TPE1-1/4ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Zona Verde	17,715,467	-	-
TPE1-1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Zona Verde	19,148,882	-	-
TPE2ZV	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Zona Verde	23,907,386	23,898,973	23,914,695
TPE3ZV	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Zona Verde	40,952,380	40,938,628	40,909,432

TPE4ZV	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Zona Verde	57,928,410	57,909,526	57,942,490
TPE6ZV	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Zona Verde	102,927,114	-	102,947,378

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)

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	A	B	C
		Res 011/03 Col \$ de Dic/2012	Res 33/2004 Col \$ de Dic/2012	Res 22/2004 Col \$ de Dic/2012
ERP 3T1	ERP 3000 m ³ /h - tren sencillo - con medidor	156.297.994	-	-
ERP 3T2	ERP 3000 m ³ /h - tren sencillo - sin medidor	120.229.226	-	-
ERP 3T3	ERP 3000 m ³ /h - tren paralelo - con	219.418.338	-	-

	medidor			
ERP 3T4	ERP 3000 m ³ /h - tren paralelo - sin medidor	168.320.917	-	-
ERP 5T1	ERP 5000 m ³ /h - tren sencillo - con medidor	159.303.725	-	-
ERP 5T2	ERP 5000 m ³ /h - tren sencillo - sin medidor	123.234.957	-	-
ERP 5T3	ERP 5000 m ³ /h - tren paralelo - con medidor	222.424.069	-	-
ERP 5T4	ERP 5000 m ³ /h - tren paralelo - sin medidor	172.829.513	-	-
ERP 8T1	ERP 8000 m ³ /h - tren sencillo - con medidor	193.869.628	-	-
ERP 8T2	ERP 8000 m ³ /h - tren sencillo - sin medidor	147.280.802	-	-
ERP 8T3	ERP 8000 m ³ /h - tren paralelo - con medidor	272.018.625	272.003.012	272.004.136
ERP 8T4	ERP 8000 m ³ /h - tren paralelo - sin medidor	205.892.550	205.880.733	-
ERP 10T1	ERP 10000 m ³ /h - tren sencillo - con medidor	207.395.415	-	-
ERP 10T2	ERP 10000 m ³ /h - tren sencillo - sin	162.309.456	162.300.140	-

	medidor			
ERP 10T3	ERP 10000 m ³ /h - tren paralelo - con medidor	291.555.874	-	-
ERP 10T4	ERP 10000 m ³ /h - tren paralelo - sin medidor	226.932.665	-	-
ERP 35T1	ERP 35000 m ³ /h - tren sencillo - con medidor	339.647.564	-	-
ERP 35T2	ERP 35000 m ³ /h - tren sencillo - sin medidor	293.058.739	-	-
ERP 35T3	ERP 35000 m ³ /h - tren paralelo - con medidor	476.408.309	-	-
ERP 35T4	ERP 35000 m ³ /h - tren paralelo - sin medidor	410.282.235	-	-

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)

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 7

UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA LA VALORACIÓN DE NUEVAS INVERSIONES
(IPNI) - ELEMENTOS TÉCNICOS Y VOLUMETRÍAS

Descripción Unidades Constructivas

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
TA2AS	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Asfalto
TA3AS	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Asfalto
TA4AS	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Asfalto
TA6AS	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Asfalto
TA8AS	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Asfalto
TA10AS	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Asfalto

TA14AS	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Asfalto
TA16AS	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Asfalto
TA20AS	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Asfalto
TA2CO	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Concreto
TA3CO	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Concreto
TA4CO	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Concreto
TA6CO	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Concreto
TA8CO	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Concreto
TA10CO	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Concreto
TA14CO	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Concreto
TA16CO	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Concreto
TA20CO	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Concreto
TA2DE	Tubería de Acero de 2 pulg. en Destapado
TA3DE	Tubería de Acero de 3 pulg. en Destapado
TA4DE	Tubería de Acero de 4 pulg. en Destapado
TA6DE	Tubería de Acero de 6 pulg. en Destapado
TA8DE	Tubería de Acero de 8 pulg. en Destapado

TA10DE	Tubería de Acero de 10 pulg. en Destapado
TA14DE	Tubería de Acero de 14 pulg. en Destapado
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
TA16DE	Tubería de Acero de 16 pulg. en Destapado
TA20DE	Tubería de Acero de 20 pulg. en Destapado
TPE1/2AS	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Asfalto
TPE3/4AS	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto
TPE1AS	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Asfalto
TPE1-1/4AS	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Asfalto
TPE1-1/2AS	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Asfalto
TPE2AS	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Asfalto
TPE3AS	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Asfalto
TPE4AS	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Asfalto
TPE6AS	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Asfalto
TPE8AS	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Calzada Asfalto
TPE10AS	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Calzada Asfalto
TPE12AS	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Calzada Asfalto

TPE1/2CO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Concreto
TPE3/4CO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Concreto
TPE1CO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Concreto
TPE1-1/4CO	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Concreto
TPE1-1/2CO	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Concreto
TPE2CO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Concreto
TPE3CO	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Concreto
TPE4CO	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Concreto
TPE6CO	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Concreto
TPE8CO	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Calzada Concreto
TPE10CO	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Calzada Concreto
TPE12CO	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Calzada Concreto
TPE1/2ACO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Anden Concreto
TPE3/4ACO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Anden Concreto
TPE1ACO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Anden Concreto
TPE1-1/4ACO	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Anden Concreto
TPE1-1/2ACO	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Anden Concreto

TPE2ACO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Anden Concreto
TPE3ACO	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Anden Concreto
TPE4ACO	Tubería de Polietileno de 4 pulg. En Anden Concreto
TPE6ACO	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Anden Concreto
TPE1/2TA	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE3/4TA	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE1TA	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE1-1/4TA	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE1-1/2TA	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE2TA	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE3TA	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE4TA	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE6TA	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Zona Verde
TPE3/4ZV	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Zona Verde
TPE1ZV	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Zona Verde
TPE1-1/4ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Zona Verde

TPE1-1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Zona Verde
TPE2ZV	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Zona Verde
TPE3ZV	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Zona Verde
TPE4ZV	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Zona Verde
TPE6ZV	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Zona Verde
TPE8ZV	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Zona Verde
TPE10ZV	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Zona Verde
TPE12ZV	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Zona Verde
TPE100-63AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Calzada Asfalto
TPE100-90AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Calzada Asfalto
TPE100-110AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Calzada Asfalto
TPE100-160AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Calzada Asfalto
TPE100-200AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 200 mm en Calzada Asfalto
TPE100-250AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 250 mm en Calzada Asfalto
TPE100-315AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 315mm en Calzada Asfalto
TPE100-63CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Calzada Concreto

TPE100-90CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Calzada Concreto
TPE100-110CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Calzada Concreto
TPE100-160CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Calzada Concreto
TPE100-200CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 200mm en Calzada Concreto
TPE100-250CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 250mm en Calzada Concreto
TPE100-315CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 315mm en Calzada Concreto
TPE100-63ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Andén Concreto
TPE100-90ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Andén Concreto
TPE100-110ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Andén Concreto
TPE100-160ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Andén Concreto
TPE100-63TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE100-90TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE100-110TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla
TPE100-	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Andén Tableta,

160TA	Baldosín, Gravilla
TPE100-63ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Zona Verde
TPE100-90ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Zona Verde
TPE100-110ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Zona Verde
TPE100-160ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Zona Verde
TPE100-200ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 200mm en Zona Verde
TPE100-250ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 250mm en Zona Verde
TPE100-315ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 315mm en Zona Verde

Grupo A.

Considera las características definidas en las UC de tuberías establecidas en la Resolución CREG 011 de 2003. En este grupo se clasifican las UC de tuberías de la generalidad de los municipios del país.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Grupo B.

Con las siguientes características, incluye las especificaciones para el municipio de Rionegro en el departamento de Antioquia.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Grupo C.

Con las siguientes características, incluye las especificaciones para el municipio de Floridablanca en el departamento de Santander.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Grupo D.

Con las siguientes características, incluye las especificaciones para el Municipio de Santiago de Cali en el departamento del Valle del Cauca.

Grupo E.

Con las siguientes características, incluye las especificaciones para los municipios que conforman el Valle del Aburrá en el departamento de Antioquia.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Grupo F.

Con las siguientes características, incluye las especificaciones para Bogotá, D. C.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Estaciones de Regulación

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 8

COSTOS DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA LA VALORACIÓN DE LA
INVERSIÓN DE NUEVAS INVERSIONES (IPNI)

	UC Nuevo Periodo Tarifario	COSTO A RECONOCER POR GRUPO A \$ DE DICIEMBRE DE 2011			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	A	B	C	D
TA2AS	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Asfalto	242,871,640	271,826,114	338,443,963	335,466,539
TA3AS	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Asfalto	284,468,024	313,756,992	381,083,877	378,074,763
TA4AS	Tubería de Acero de 4 pulg. en	314,586,109	344,094,638	411,926,230	408,894,559

	Calzada Asfalto				
TA6AS	Tubería de Acero de 6 pulg. en Calzada Asfalto	379,897,499	424,751,075	477,830,103	474,779,979
TA8AS	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Asfalto	524,522,425	592,267,764	577,070,111	621,877,578
TA10AS	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Asfalto	599,272,876	667,605,520	652,276,114	697,472,031
TA14AS	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Asfalto	927,777,216	997,565,106	981,909,237	1,028,067,668
TA16AS	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Asfalto	1,034,293,186	1,104,310,894	1,088,603,469	1,134,913,904
TA20AS	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Asfalto	1,232,266,674	1,302,652,469	1,286,862,469	1,333,416,360
TA2CO	Tubería de Acero de 2 pulg. en Calzada Concreto	241,642,870	270,641,792	337,360,902	381,788,730
TA3CO	Tubería de Acero de 3 pulg. en Calzada Concreto	283,232,779	312,563,933	379,986,818	424,883,286
TA4CO	Tubería de Acero de 4 pulg. en Calzada Concreto	313,343,303	342,892,494	410,816,576	456,046,789
TA6CO	Tubería de Acero de 6 pulg. en	378,691,005	423,606,145	476,757,518	522,263,009

	Calzada Concreto				
TA8CO	Tubería de Acero de 8 pulg. en Calzada Concreto	522,730,957	590,576,128	575,356,176	681,816,423
TA10CO	Tubería de Acero de 10 pulg. en Calzada Concreto	597,475,859	665,903,921	650,553,207	757,928,103
TA14CO	Tubería de Acero de 14 pulg. en Calzada Concreto	925,963,953	995,833,755	980,159,610	1,089,796,834
TA16CO	Tubería de Acero de 16 pulg. en Calzada Concreto	1,032,478,359	1,102,575,040	1,086,849,998	1,196,843,234
TA20CO	Tubería de Acero de 20 pulg. en Calzada Concreto	1,230,449,031	1,300,909,597	1,285,102,924	1,395,667,156
TA2DE	Tubería de Acero de 2 pulg. en Destapado	150,685,710	145,804,719	145,804,719	145,804,719
TA3DE	Tubería de Acero de 3 pulg. en Destapado	192,044,403	187,140,638	187,140,638	187,140,638
TA4DE	Tubería de Acero de 4 pulg. en Destapado	222,006,679	217,067,207	217,067,207	217,067,207
TA6DE	Tubería de Acero de 6 pulg. en Destapado	289,182,035	284,193,220	284,193,220	284,193,220

TA8DE	Tubería de Acero de 8 pulg. en Destapado	385,078,267	381,419,830	381,419,830	381,419,830
TA10DE	Tubería de Acero de 10 pulg. en Destapado	459,970,081	456,285,347	456,285,347	456,285,347
TA14DE	Tubería de Acero de 14 pulg. en Destapado	788,652,620	784,915,447	784,915,447	784,915,447
TA16DE	Tubería de Acero de 16 pulg. en Destapado	895,224,667	891,481,797	891,481,797	891,481,797
TA20DE	Tubería de Acero de 20 pulg. en Destapado	1,093,286,266	1,089,533,105	1,089,533,105	1,089,533,105

	UC Nuevo Periodo Tarifario	COSTO A RECONOCER POR GRUPO A \$ DE DICIEMBRE DE 20				
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	A	B	C	D	
TPE1/2AS	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Asfalto	63,181,580	80,803,875	187,443,790	136,553,851	
TPE3/4AS	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto	63,931,093	81,518,097	188,012,471	137,156,428	

TPE1AS	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Asfalto	66,161,983	83,669,651	189,751,328	139,056,991	
TPE1-1/4AS	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Asfalto	69,146,145	86,560,326	192,142,898	141,651,910	
TPE1-1/2AS	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Asfalto	70,642,956	88,012,724	193,393,202	142,963,805	
TPE2AS	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Asfalto	72,570,201	89,886,200	195,074,408	144,667,179	
TPE3AS	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Asfalto	97,166,841	114,018,372	216,645,803	167,329,958	
TPE4AS	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Asfalto	115,426,725	155,150,407	233,719,055	203,176,209	
TPE6AS	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Asfalto	165,628,671	204,864,179	282,220,134	251,994,224	
TPE8AS	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Calzada Asfalto	215,591,668	237,277,699	314,540,509	284,197,698	
TPE10AS	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Calzada Asfalto	305,493,374	327,102,019	395,432,812	374,296,495	

TPE12AS	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Calzada Asfalto	334,505,934	357,764,379	411,464,116	403,514,094	
TPE1/2CO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Calzada Concreto	62,025,742	80,489,474	186,228,016	145,784,173	
TPE3/4CO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Concreto	62,725,927	81,143,492	186,678,482	146,274,925	
TPE1CO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Calzada Concreto	64,851,530	83,166,590	188,174,720	147,935,529	
TPE1-1/4CO	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Calzada Concreto	67,714,822	85,912,758	190,309,480	150,267,502	
TPE1-1/2CO	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Calzada Concreto	69,153,829	87,298,264	191,447,999	151,463,805	
TPE2CO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Concreto	74,117,560	92,105,188	195,473,689	155,716,201	
TPE3CO	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Calzada Concreto	102,060,403	119,966,448	223,102,734	183,288,957	

TPE4CO	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Calzada Concreto	120,311,549	159,598,664	240,180,972	219,450,169	
TPE6CO	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Calzada Concreto	173,384,785	212,147,388	291,412,769	270,850,401	
TPE8CO	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Calzada Concreto	230,070,851	252,246,068	332,523,515	311,769,563	
TPE10CO	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Calzada Concreto	319,743,490	341,525,634	414,208,703	402,821,795	
TPE12CO	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Calzada Concreto	347,908,908	371,980,749	430,742,883	432,767,144	
TPE1/2ACO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Anden Concreto	43,503,092	51,985,097	63,038,271	53,406,594	
TPE3/4ACO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Anden Concreto	44,249,592	52,710,388	63,796,767	54,128,331	
TPE1ACO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Anden Concreto	46,478,027	54,891,733	65,976,912	56,301,785	
TPE1-1/4ACO	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Anden Concreto	49,458,817	57,818,718	68,893,124	59,219,752	

TPE1-1/2ACO	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Anden Concreto	50,951,496	59,286,819	70,388,606	60,683,734	
TPE2ACO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Anden Concreto	56,072,534	64,335,822	75,460,508	65,720,665	
TPE3ACO	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Anden Concreto	84,097,219	92,323,029	103,633,867	93,701,591	
TPE4ACO	Tubería de Polietileno de 4 pulg. En Anden Concreto	102,557,135	123,169,139	122,100,584	124,985,859	
TPE6ACO	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Anden Concreto	155,971,062	176,416,910	175,598,230	178,198,769	
TPE1/2TA	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	46,066,592	46,066,592	59,146,373	46,066,592	
TPE3/4TA	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	46,807,119	46,807,119	59,913,814	46,807,119	
TPE1TA	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	49,027,353	49,027,353	62,138,426	49,027,353	

TPE1-1/4TA	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	51,996,622	51,996,622	65,104,782	51,996,622	
TPE1-1/2TA	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	53,474,911	53,474,911	66,605,275	53,474,911	
TPE2TA	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	58,568,718	58,568,718	71,721,524	58,568,718	
TPE3TA	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	79,606,505	83,748,190	103,945,158	83,748,190	
TPE4TA	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	97,803,936	112,117,666	122,238,627	112,117,666	
TPE6TA	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	150,765,114	165,284,128	175,492,505	165,284,128	
TPE1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Zona Verde	15,405,582	15,405,582	22,401,896	15,405,582	

TPE3/4ZV	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Zona Verde	16,181,120	16,181,120	23,225,889	16,181,120	
TPE1ZV	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Zona Verde	18,432,158	18,432,158	25,509,519	18,432,158	
TPE1-1/4ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/4 pulg. en Zona Verde	21,432,539	21,432,539	28,542,642	21,432,539	
TPE1-1/2ZV	Tubería de Polietileno de 1-1/2 pulg. en Zona Verde	22,942,149	22,942,149	30,102,441	22,942,149	
TPE2ZV	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Zona Verde	28,100,483	28,100,483	35,353,676	28,100,483	
TPE3ZV	Tubería de Polietileno de 3 pulg. en Zona Verde	46,387,790	46,387,790	53,836,043	46,387,790	
TPE4ZV	Tubería de Polietileno de 4 pulg. en Zona Verde	64,702,943	68,536,217	72,369,492	68,536,217	
TPE6ZV	Tubería de Polietileno de 6 pulg. en Zona Verde	113,059,535	117,120,342	121,181,150	117,120,342	
TPE8ZV	Tubería de Polietileno de 8 pulg. en Zona Verde	144,156,291	144,156,291	148,454,548	144,156,291	

TPE10ZV	Tubería de Polietileno de 10 pulg. en Zona Verde	225,713,773	225,713,773	227,980,810	225,713,773	
TPE12ZV	Tubería de Polietileno de 12 pulg. en Zona Verde	246,796,914	245,842,581	245,842,581	246,796,914	
TPE100-63AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Calzada Asfalto	73,938,490	91,254,490	196,571,362	146,035,468	
TPE100-90AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Calzada Asfalto	98,636,167	115,487,699	218,256,765	168,799,285	
TPE100-110AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Calzada Asfalto	143,598,437	183,364,704	261,975,937	231,390,506	
TPE100-160AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Calzada Asfalto	223,580,961	262,854,280	340,248,046	309,984,325	
TPE100-200AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 200 mm en Calzada Asfalto	268,523,217	290,209,248	367,456,209	337,129,247	
TPE100-250AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 250 mm en Calzada Asfalto	305,404,539	327,013,184	395,334,106	374,207,660	

TPE100-315AS	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 315mm en Calzada Asfalto	334,766,142	358,014,579	411,714,315	403,774,302	
TPE100-63CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Calzada Concreto	75,439,562	93,427,190	196,909,855	157,038,203	
TPE100-90CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Calzada Concreto	103,512,046	121,418,092	224,682,929	184,740,601	
TPE100-110CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Calzada Concreto	148,528,138	187,853,923	268,474,900	247,705,428	
TPE100-160CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Calzada Concreto	231,411,635	270,208,553	349,508,249	328,911,566	
TPE100-200CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 200mm en Calzada Concreto	283,226,741	306,329,124	385,664,983	364,925,453	
TPE100-250CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 250mm en Calzada	319,662,530	342,717,915	414,118,748	402,740,835	

	Concreto					
TPE100-315CO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 315mm en Calzada Concreto	348,146,395	373,592,544	430,971,235	433,004,631	
TPE100-63ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Anden Concreto	57,394,536	65,657,824	76,896,674	67,042,667	
TPE100-90ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Anden Concreto	85,548,863	93,774,673	105,214,061	95,153,235	
TPE100-110ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Anden Concreto	130,773,725	151,424,397	150,394,512	153,241,117	
TPE100-160ACO	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Anden Concreto	213,997,911	234,478,075	233,693,710	236,259,934	
TPE100-63TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Anden Tableta, Baldosín, Gravilla	65,949,321	70,040,210	90,096,427	70,040,210	
TPE100-90TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Andén Tableta, Baldosín,	80,973,989	85,164,346	105,486,721	85,164,346	

	Gravilla					
TPE100-110TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	125,371,631	139,752,537	149,911,318	139,752,537	
TPE100-160TA	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Andén Tableta, Baldosín, Gravilla	207,812,020	222,390,983	232,633,111	222,390,983	
TPE100-63ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 63mm en Zona Verde	29,358,477	29,358,477	36,728,166	29,358,477	
TPE100-90ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 90mm en Zona Verde	47,767,031	47,767,031	55,346,223	47,767,031	
TPE100-110ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 110mm en Zona Verde	91,458,085	95,331,093	99,204,101	95,331,093	
TPE100-160ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 160mm en Zona Verde	168,970,730	173,067,374	177,164,018	173,067,374	
TPE100-200ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 200mm en Zona	195,430,120	195,430,120	199,713,295	195,430,120	

	Verde					
TPE100-250ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 250mm en Zona Verde	225,629,005	225,629,005	227,886,624	225,629,005	
TPE100-315ZV	Tubería de Polietileno de Alta Densidad de 315mm en Zona Verde	247,046,610	246,082,673	246,082,673	247,046,610	

Notas.

Grupo A. Considera las características definidas en las UC de tuberías establecidas en la Resolución CREG 011 de 2003. En este grupo se clasifican las UC de tuberías de la generalidad de los municipios del país.

Grupo B. Considera especificaciones técnicas exigidas en el municipio de Rionegro en el departamento de Antioquia.

Grupo C. Considera especificaciones técnicas exigidas en el municipio de Floridablanca en el departamento de Santander.

Grupo D. Considera especificaciones técnicas exigidas en el Municipio de Santiago de Cali en el departamento del Valle del Cauca.

Grupo E. Considera especificaciones técnicas exigidas en los municipios que conforman el Valle de Aburrá en el departamento de Antioquia.

Grupo F. Considera especificaciones técnicas exigidas en el Distrito Capital de Bogotá.

CONSULTAR TABLA EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 9

OTROS ACTIVOS

Los porcentajes de Otros Activos eficientes que se reconocerán durante el próximo periodo tarifario por concepto de Otros Activos, se determinarán a través de un modelo de Frontera Estocástica. De acuerdo con estos se tomará el porcentaje calculado y se aplicará conforme a lo establecido en el numeral 9.4 del literal b) de esta resolución.

9.1. Porcentaje de Otros activos para Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios Concluidos.

Para determinar los porcentajes de Otros Activos a reconocer por Mercado Relevante de Distribución las empresas deberán enviar al mes siguiente de la entrada en vigencia de esta resolución, la información correspondiente a activos y otros activos según las cuentas que se describen a continuación. Esta información deberá ser reportada para los años 2010, 2011 y 2012.

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

La Comisión tomará la información del universo de empresas y realizará un análisis econométrico con estas y otras variables y seleccionará la función que sea más significativa estadísticamente en relación con las variables que influyen en los costos de los sistemas de distribución.

La Comisión a través de circular publicará un documento que será sometido a comentario la función óptima que mejor estime el comportamiento de los otros activos para el siguiente periodo tarifario.

A través de circular se publicará el documento definitivo el cual contendrá la respuesta a cada uno de los comentarios recibidos y la función óptima que mejor estime el comportamiento de los otros activos para el siguiente periodo tarifario.

Para determinar el porcentaje de otros activos a reconocer a cada empresa, se tomará el mínimo dato entre el valor real de los otros activos y el arrojado por el modelo seleccionado y se calcula el cociente de dicho valor sobre el total de activos reportado por la empresa. El valor calculado, representará el porcentaje de otros activos para cada empresa que se reconocerá en el Período Tarifario.

Las empresas que a la fecha de entrada de vigencia de la presente resolución que estén prestando el servicio, en sus respectivos mercados relevantes, y que hayan concluido su periodo tarifario y no se encuentren en el universo de empresas del inciso anterior, se les reconocerá el 90% del porcentaje (%) mínimo reconocido de Otros Activos de acuerdo con los resultados obtenidos.

9.2. Porcentaje de Otros activos para Mercados Relevantes de Distribución para el siguiente Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios No Concluidos.

Para aquellos Mercados Existentes donde se esté prestando el servicio por empresas que no se encuentren en el universo de empresas del numeral 9.1. del presente anexo se tomará 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 función establecida. El valor de Otros activos eficiente que se reconocerá para la empresa será el mínimo valor entre el valor de los Otros activos estimado y el reportado.

9.3. Valor de Otros Activos a Reconocer en Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiende Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos.

Se estimará un valor de otros activos para los Mercados Relevantes de Distribución conformados por Municipios Nuevos de acuerdo a la función obtenida del numeral anterior.

Se tomará 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 función establecida. El valor de Otros activos eficiente que se reconocerá para la empresa será el mínimo valor entre el valor de los Otros activos estimado y el reportado.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 10

METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL COSTO EFICIENTE DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM) DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

Para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento que se remunerarán en los Cargos de Distribución de gas combustible, se adoptará la metodología de Frontera Estocástica de Costos y se aplicará de acuerdo con la conformación de los Mercado(s) Relevante(s) de Distribución para el Siguiende Periodo Tarifario.

10.1. Determinación del AOM eficiente para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiende Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios Concluidos.

La determinación de los gastos de Administración Operación y Mantenimiento (AOM) eficientes para los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiende Periodo Tarifario conformado a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

1. Las empresas distribuidoras y comercializadoras, que estén prestando el servicio en estos mercados, deberán suministrar al mes siguiente de la entrada en vigencia de esta resolución, la información correspondiente a los gastos de AOM de las actividades de distribución y comercialización de todos los Mercados Existentes en donde prestan servicio conforme a las cuentas establecidas en este anexo y para los años 2010, 2011 y 2012.
2. Las empresas adicionalmente 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.
3. La Comisión tomará la información de AOM del universo de empresas y de acuerdo con el análisis de diferentes variables, determinará la función óptima que mejor estime el comportamiento de los gastos AOM de las actividades de distribución y comercialización para el siguiente periodo tarifario.
4. La Comisión a través de circular publicará un documento para someter a comentario la función óptima que mejor estime el comportamiento de los gastos AOM de las actividades de distribución y comercialización para el siguiente periodo tarifario.
5. A través de circular se publicará el documento definitivo el cual contendrá la respuesta a cada uno de los comentarios recibidos y la función óptima que mejor estime el comportamiento de los gastos AOM de las actividades de distribución y comercialización para el siguiente periodo tarifario.

6. De acuerdo con la función seleccionada se asignará a cada una de las empresas un AOM estimado.

7. El valor de AOM asignado por empresa mediante la función resultante de la frontera estocástica se expresa en pesos a de la Fecha Base con el Índice de Precios al Consumidor (IPC).

8. El valor eficiente de gastos AOM a reconocer para la empresa, se determinará tomando el AOM anual, del año de la Fecha de Corte, reportado por la empresa y depurado por la Comisión conforme a lo reportado para la unidad de negocio de distribución y comercialización al SUI (cuentas 552 y 553) y comparado con el valor de AOM estimado por la función definida mediante la frontera estocástica. El mínimo de estos valores será seleccionado como el valor de AOM de distribución y comercialización a reconocer a la empresa:

$$\text{AOMn eficiente} = \min[\text{AOMn estimado}, \text{AOMn reportado}]$$

9. Una vez determinado el AOM eficiente de la empresa, se procederá a repartir entre las actividades de distribución y comercialización conforme a los porcentajes que reporten las empresas en su solicitud tarifaria.

– Cuando 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 número de longitud de la red del sistema de distribución).

– Cuando las empresas no reporten los porcentajes (%) de AOM para las actividades de distribución y comercialización, se dividirán los gastos de AOM totales en partes iguales entre las actividades de comercialización y distribución.

10. El AOM eficiente de la actividad de distribución se asignará entre cada uno de los mercados relevantes atendidos por la empresa en forma proporcional al número de usuarios y/o kilómetros de red.

11. En los casos de Mercados Relevantes de Distribución donde preste el servicio más de un distribuidor se sumará el AOM anual eficiente de cada empresa para el mercado relevante.

12. Las empresas deberán reportar al mes siguiente de entrada en vigencia de esta resolución, los valores de gastos y costos que se encuentran incluidos en la información reportada al SUI para la

unidad del negocio de distribución y comercialización de gas a la Fecha de Corte. Las cuentas se encuentran en los Cuadros 1 y 2.

Los valores de costos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento se deben reportar a pesos de la Fecha Base.

Cuadro N° 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 N° 2

Ítem	Otros costos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento incluidos en las cuentas 552 y 553 y que no estén contemplados en las cuentas del Cuadro 1
-------------	--

1	Construcción de acometidas
2	Construcción instalaciones internas
3	Reconexiones del servicio
4	Corte del servicio
5	Calibración de medidores
6	Gastos de atención a usuarios no regulados

10.2. Determinación del AOM eficiente para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios Concluidos.

Para aquellos Mercados Existentes donde se esté prestando el servicio por empresas que no se encuentren en el universo de empresas del numeral 10.1. del presente anexo, se tomará el valor de los AOM reportados por la empresa en la solicitud tarifaria y se compara con el valor de AOM estimados a partir de la función establecida. El valor de AOM eficiente que se reconocerá para la empresa será el mínimo valor entre los valores de los AOM estimados, el reportado y el calculado conforme se establece en el numeral 9 del ítem 10.1 del presente anexo.

10.3. Definición de AOM Eficiente para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario conformados por Municipios Nuevos o conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos.

Para determinar los gastos de AOM eficientes para los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario se tendrá en cuenta para los mercados existentes aplicar lo dispuesto en los ítems 10.1, 10.2 y 10.3 y para los Mercados o Municipios Nuevos el siguiente procedimiento:

1. Las empresas deberán reportar en la solicitud tarifaria el porcentaje (%) de asignación de los gastos AOM para las unidades de negocio de distribución y comercialización de gas combustible.

2. Conforme a las proyecciones de AOM incluidas en la solicitud tarifaria, se tomará como AOM reportado el promedio simple de los AOM anuales proyectados para los cinco años del periodo tarifario de las actividades de distribución y comercialización para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiente Periodo Tarifario que fueron reportados en la solicitud tarifaria; y se compara con el AOM estimado por la función definida mediante la frontera estocástica así:

$$\text{AOMn eficiente} = \min[\text{AOMn estimado}, \text{AOMn reportado}]$$

– Si , se reconocerá el 100% de los gastos de AOM de la actividad de distribución reportado y proyectado para el mercado relevante o municipios nuevos.

– Si , el porcentaje (%) de gastos AOM que se le reconocerá para efectos tarifarios será la relación entre el AOM eficiente y el AOM reportado por la empresa.

3. Una vez determinado el AOM eficiente, se establecerá el porcentaje (%) correspondiente a las actividades de distribución y comercialización de acuerdo con la asignación de los gastos de las actividades de distribución y comercialización que reporten las empresas en la solicitud tarifaria.

4. Para efecto del cálculo tarifario del artículo 9° de esta resolución. El porcentaje (%) de eficiencia obtenido conforme a lo establecido en el numeral 2 del presente ítem, se aplicará al Horizonte de Proyección de veinte (20) años para los gastos de AOM de la actividad de distribución que reporten las empresas en la solicitud tarifaria.

10.4. Otros Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

Al valor de AOM eficiente para la actividad de distribución determinado conforme a los numerales 10.1 y 10.2 de este anexo, se le sumarán los valores que corresponden a los siguientes conceptos:

a) Los gastos de AOM por concepto de los terrenos, servidumbres e inmuebles conforme a lo establecido en el literal d) del numeral 9.4 del artículo 9° de esta resolución;

b) Los gastos de AOM eficientes para la infraestructura de confiabilidad de acuerdo a lo establecido en el párrafo 1° del numeral 9.7 del artículo 9° de esta resolución;

c) Los gastos de AOM eficientes para la actividad de revisiones periódicas que establezca la CREG conforme a las obligaciones establecidas a las empresas distribuidoras en la Resolución CREG 059 de 2012 de acuerdo a lo establecido en el párrafo 1° del numeral 9.7 del artículo 9° de esta resolución. Las empresas deberán presentar los gastos en que incurren al realizar las revisiones periódicas de las instalaciones internas y descontar de estos el valor pagado a los Organismos de Inspección Acreditados. La información reportada deberá coincidir con la información reportada a la CREG para esta actividad en las Circulares números 025 de 2009 y 016 de 2011;

d) Los gastos para el desarrollo de lo dispuesto en la Resolución CREG 127 de 2013 en: literal d) del artículo 19 y la adición del numeral 4.28.2 establecida en el artículo 4°.

10.5. Certificación de la información contable

El reporte de información de AOM que se realice en la solicitud tarifaria deberá estar certificada por el Revisor Fiscal de la empresa en el que conste que se ejecutaron como mínimo las siguientes actividades:

a) 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;

b) 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;

c) 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;

d) Verificación de que los gastos administrativos o de soporte se hayan asignado por cada proceso a las unidades de servicio o negocio;

e) 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 número 33635 de 2005;

f) Verificación de que en el informe de AOM se utilicen únicamente las cuentas consideradas por la normatividad vigente;

g) Verificación de que el sistema separa claramente los costos de los negocios no regulados o no relacionados con servicios públicos;

h) Verificación de que los Outsourcing y Concesiones entregan información para su incorporación en el sistema de costos y gastos por actividades;

i) 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;

j) 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;

k) 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;

l) 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;

m) Las empresas deberán reportar, en el mes de abril de cada año, la información contable del año inmediatamente anterior, certificada y auditada en la forma anteriormente indicada.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 11

REPORTE A PRESENTAR EN LA SOLICITUD DE CARGOS

INFORMACIÓN DE VENTAS – NÚMERO DE CONEXIONES Y VOLUMEN

MERCADOS EXISTENTES

MUNICIPIO	
CÓDIGO DANE	
USUARIO	CONEXIONES (suscriptores a la Fecha de Corte)
Residencial	
Comercial	
Industrial	
GNCV	
Otros Usuarios	
TOTAL	

MUNICIPIO	
CÓDIGO DANE	
USUARIO	VOLUMEN (m³ en Fecha de Corte)
Residencial	
Comercial	
Industrial	
GNCV	
Otros Usuarios	
TOTAL	

Nota: El volumen se calcula conforme a la Resolución número 127 de 2013

El volumen total corresponde al QTK del ítem 9.1.1.1 del numeral 9.1 del artículo 9° de la presente resolución.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 12

REPORTE A PRESENTAR EN LA SOLICITUD DE CARGOS

PROYECCIÓN DE VENTAS – PROYECCIÓN NÚMERO DE CONEXIONES Y VOLUMEN

MUNICIPIOS NUEVOS Y MERCADOS NUEVOS

[illegible]

Nota: El volumen se calcula conforme a la Resolución número 127 de 2013.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 13

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN LOS MUNICIPIOS NUEVOS

A continuación se presentan los requerimientos de información y la propuesta metodológica para la determinación de la demanda potencial de gas natural en los municipios de las áreas no exclusivas.

Para el análisis, los municipios o la agregación regional de estos, según sea el caso, se dividen en dos grupos: los que tienen una población igual o inferior a 100.000 habitantes y los que superan esta cifra.

a) Municipios o regiones con 100.000 habitantes o menos

La información requerida se puede clasificar en dos grupos de acuerdo a la temporalidad del análisis; cifras actuales y cifras prospectivas.

Cifras actuales: la información para el año base debe comprender:

- Listado de las principales actividades económicas desarrolladas en el municipio o la región.
- De ser posible, datos sobre el volumen de producción o el ingreso obtenido por la ejecución de estas actividades.

Para el sector Residencial:

- Población actual.
- Número de viviendas y distribución por estratos.
- Estimación del consumo promedio por vivienda y del consumo total de los energéticos sustitutos del combustible para el cual se está solicitando el cargo de distribución.
- Precios de los energéticos sustitutos: gas natural, electricidad, GLP y leña. Estos precios deben reflejar un promedio municipal o regional.

Sector Comercial

- Número de establecimientos comerciales que posean usos térmicos (entiéndase cocción y calentamiento de agua).
- Consumo de gas natural, electricidad, GLP y otras fuentes.
- Precios de estos energéticos.

Sector Industrial (se incluyen las actividades agropecuarias que consumen energía)

- Principales actividades industriales

-- Producción de estas industrias, ya sea en volumen o en ingreso.

-- Consumo de energéticos, gas natural (si lo hay), electricidad, carbón, otros. Si es posible, especificar los usos de los energéticos.

-- Precios de estos energéticos.

Cifras prospectivas: teniendo en cuenta los diferentes sectores se tiene lo siguiente:

Requerimientos generales.

-- Posible evolución de las actividades económicas del municipio.

Sector Residencial.

-- Proyección de la Población para los siguientes veinte años.

-- Proyección del número de viviendas para los siguientes veinte años.

Sector Industrial (se incluyen las actividades agropecuarias que consumen energía)

-- Posibles proyectos industriales programados a futuro, especificando tipo de actividad.

-- De ser posible, proyecciones del nivel de producción, ya sea en volumen o en pesos.

b) Municipios o regiones con más de 100.000 habitantes

Dada la complejidad del análisis de la demanda de gas combustible en estas localidades, se recomienda realizar un estudio de mercado que permita concluir el potencial de demanda de este energético.

Se sugiere que el estudio incluya lo siguiente:

1. Revisión de estudios anteriores, bases de datos y documentos que sean relevantes para el análisis de mercados calóricos y carburantes penetrables con gas natural.
2. Se considera importante complementar la tarea anterior con la revisión de la evolución de los sistemas combustibles en localidades similares.
3. Escenario socioeconómico: construcción del escenario de evolución socioeconómica que se considere más probable y que sirva de marco de referencia a las proyecciones de la demanda.
4. Con base en los puntos 1 y 2 y en encuestas (dependiendo de los requerimientos de información), se puede elaborar un diagnóstico integral de la situación del sector energético del municipio o región, dirigido especialmente al examen de la evolución de los mercados disputables por el gas natural. Dicho diagnóstico, junto con el escenario socioeconómico y los escenarios energéticos, constituirán el punto de partida para las previsiones de la demanda.
5. Información secundaria y encuestas: además de la información obtenida a partir de las tareas 1 y 2 se considera necesario hacer una explotación intensiva de la información secundaria y bases de datos existentes en Colombia, complementándolas con encuestas de carácter selectivo que aporten aquellos elementos que no se hayan encontrado en el material previamente analizado.
6. Escenarios energéticos: en correspondencia con el punto 3, es necesario definir escenarios que reflejen hitos energéticos importantes que puedan modificar estructuralmente los sistemas energéticos, tales como la tecnología, políticas de precios, etc.

Con respecto a la metodología de proyección, se sugiere que sea de carácter analítico fundamentalmente (en otras palabras, que no se limite a la construcción de modelos econométricos) y que esté basada en escenarios alternativos desarrollados con modelos de simulación. Lo importante aquí es considerar la utilización de modelos que permitan definir la sustitución entre fuentes energéticas para determinar la velocidad de penetración del gas natural en los diferentes mercados considerados.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 14

FORMATO REPORTE CONEXIÓN DE USUARIOS POR TIPO DE RED MERCADOS EXISTENTES

MUNICIPIO	CÓDIGO DANE				
TIPO DE RED	NÚMERO DE USUARIOS				
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	GNCV	OTROS
Red Primaria					
Red Secundaria					
	DEMANDA POR TIPO DE USUARIO (metros cúbicos)				
Red Primaria					

Red Secundaria					
-------------------	--	--	--	--	--

Nota: La información de los cuadros de este anexo debe ser relacionada con las puertas de ciudad desde donde se atienda a los Usuarios.

Se calcula el volumen conforme a la Resolución número 127 de 2013.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 15

FORMATO REPORTE PROYECCIÓN DE CONEXIÓN DE USUARIOS POR TIPO DE RED

MUNICIPIOS NUEVOS Y MERCADOS NUEVOS

MUNICIPIO	
------------------	--

CÓDIGO DANE					
CÓDIGO UNIDAD CONSTRUCTIVA	KILÓMETROS DE TUBERÍA POR AÑO				
	1	2	3	4	5
Red Primaria					
Red Secundaria					
	NÚMERO DE USUARIOS POR AÑO				
Red Primaria					
Residencial					
Comercial					
Industrial					
GNCV					
Otros					
Red Secundaria					
Residencial					
Comercial					
Industrial					
GNCV					

Otros					
-------	--	--	--	--	--

	DEMANDA POR TIPO DE USUARIO POR AÑO (metros cúbicos)				
Red Primaria					
Residencial					
Comercial					
Industrial					
GNCV					
Otros					
Red Secundaria					
Residencial					
Comercial					
Industrial					
GNCV					
Otros					

Nota: El volumen se calcula conforme a la Resolución número 127 de 2013.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 16

CONVERSIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y CARGOS DE DISTRIBUCIÓN DE GLP

La metodología para establecer los factores de equivalencia energética, f_e , para hacer correspondientes los Cargos de Distribución de gas natural con los Cargos de Distribución de GLP por redes de tubería, expresados en $\$/m^3$, requerirá los siguientes procedimientos:

a) Procedimiento para la Conversión de Cargos de Distribución de GLP a Cargos de Distribución de Gas Natural.

Para efectuar la conversión de Cargos de Distribución de GLP a Cargos equivalentes de distribución de gas natural se procederá como se indica a continuación:

1. La empresa que distribuye GLP y proyecta distribuir gas natural, deberá informar a la CREG, además de su intención de cambio, la localización de su Estación Reguladora de Puerta de Ciudad y la fuente de donde se venía abasteciendo del GLP.
2. Para efectos de determinar el poder calorífico del GLP que estaba distribuyendo, se tomará el valor de poder calorífico indicado en la solicitud tarifaria, con base en el cual se estimaron demandas y se aprobó el Cargo de Distribución correspondiente.

3. Con base en la información obtenida de los transportadores de gas natural, el Distribuidor establecerá el valor promedio del poder calorífico del gas entregado en el Punto de Entrada al Sistema de Transporte más cercano aguas arriba de la nueva Estación Reguladora de Puerta de Ciudad.

Los transportadores de gas natural deberán tener a disposición de los distribuidores de gas combustible por redes de tubería, cuando estos lo soliciten, la información de que trata el numeral 5.4 del Anexo General de la Resolución CREG-071 de 1999, para periodos mínimos de 12 meses.

4. Con base en los poderes caloríficos del GLP y del gas natural, el Distribuidor determinará el factor de equivalencia energética f_e correspondiente y solicitará a la CREG la aprobación del nuevo Dm equivalente. La CREG, con base en la información reportada verificará los cálculos aportados por el Distribuidor solicitante para proceder a definir y aprobar el Dm convertido y equivalente.

b) Procedimiento para la Conversión de Cargos de Distribución de Gas Natural a Cargos de Distribución de GLP.

Para efectuar la conversión de Cargos de Distribución de gas natural a Cargos equivalentes de Distribución de GLP se procederá como se indica a continuación:

1. La empresa que distribuye gas natural y proyecta distribuir GLP, deberá informar a la CREG, además de su intención de cambio, la fuente de suministro del gas natural y la localización de su actual Estación Reguladora de Puerta de Ciudad.

2. Para efectos de determinar el poder calorífico del gas natural que estaba distribuyendo, se tomará el valor de poder calorífico del gas natural que estaba distribuyendo con anterioridad a la solicitud de conversión.

3. Los Distribuidores establecerán el valor promedio del poder calorífico (BTU por unidad de volumen de gas) del gas comercializado en la fuente de producción y/o importación del cual piensa abastecerse de la mezcla con base en la información obtenida de los grandes Comercializadores de GLP, durante los últimos doce meses anteriores a su solicitud, en caso de no disponerse de lo anterior utilizarán la mejor información disponible.

4. Con base en los valores promedio de poder calorífico tanto del GLP como del gas natural, el Distribuidor determinará el factor de equivalencia energética f_e correspondiente y solicitará a la CREG la aprobación del nuevo Dm convertido y equivalente. La CREG, con base en la

información reportada verificará los cálculos aportados por el Distribuidor solicitante para proceder a definir y aprobar el Dm correspondiente.

Si como resultado de la reglamentación de la calidad del servicio de gas natural por redes de tubería, se determinan puntos de medición del poder calorífico del gas que se distribuye al interior de las redes o en la Estación Reguladora de Puerta de Ciudad, la CREG podrá modificar la fuente de la información utilizada para determinar promedios de poder calorífico de acuerdo con las responsabilidades de los distribuidores.

Los factores fe determinados por los distribuidores serán de aplicación particular y deberán satisfacer las siguientes igualdades:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde

$Dm_{egn} =$	Cargo equivalente Promedio de Distribución de gas natural en el mes m , expresado en $\$/m^3$.
$Dm_{glp} =$	Cargo de Distribución de GLP vigente en el mes m , en $\$/m^3$
$fe =$	Factor de equivalencia energética:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

(Los poderes caloríficos deben estar expresados en las mismas unidades)

y,

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

D_{meglp} =	Cargo equivalente Promedio de Distribución de GLP en el mes m , expresado en $\$/m^3$.
D_{mgn} =	Cargo Promedio de Distribución de gas natural vigente en el mes m , en $\$/m^3$.
f_e =	Factor de equivalencia energética, como se indicó anteriormente.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 17

PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE ACTIVOS

MUNICIPIO	UNIDAD CONSTRUCTIVA (IE)	VALOR UNIDAD CONSTRUCTIVA CONFORME AL ANEXO 4 (IE) (\$FECHA BASE)	LONGITUD O CANTIDAD	ENTRADA EN OPERACIÓN (AÑO-MES- DÍA) Antes de la vigencia Resolución CREG 011 de 2003	C G
-----------	--------------------------------	---	---------------------------	--	--------

[illegible]

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

ANEXO 18

[illegible]

Viceministro de Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.