



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 073 DE 2002

(29 OCT. 2002)

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 8 de la Resolución CREG - 099 de 1997 establece que los cargos que apruebe la Comisión por uso de los Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local tendrán una vigencia de cinco (5) años, contados a partir del primero de enero de 1998.

Que el Parágrafo 3 del Artículo 8 de la Resolución CREG - 099 de 1997 dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de los cargos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas pondrá en conocimiento de los transportadores las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar los cargos del período siguiente.

Que el Parágrafo 4 del Artículo 8 de la Resolución CREG - 099 de 1997 prevé que vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, continuarán rigiendo hasta tanto la Comisión no apruebe los nuevos.

Que mediante la Resolución No. 080 de 2000, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica, que permitirían establecer con posterioridad, la metodología para determinar los cargos en dicha actividad;

Que el Artículo 2 de la Resolución No. 080 de 2000 fijó un plazo de (90) días calendario para que los agentes, usuarios y terceros interesados, enviaran a la

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Comisión comentarios, observaciones y sugerencias a los principios generales conceptuales contenidos en la misma Resolución;

Que la Comisión ha adelantado diversos estudios tendientes a identificar los gastos eficientes por concepto de administración, operación y mantenimiento de los activos del servicio, las pérdidas eficientes en los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, los costos de reposición de los activos, el factor de productividad, los niveles de calidad, los servicios de soporte de voltaje, y la remuneración de los activos del Nivel de Tensión 1;

Que analizadas las conclusiones de los estudios adelantados, al igual que las observaciones presentadas a la Comisión, se encontró pertinente aceptar algunas, relacionadas con la metodología de cálculo de los cargos, los activos a remunerar, los gastos de administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio y el cobro del transporte de energía reactiva en exceso;

Que la Comisión, mediante Resolución CREG 013 de 2002 estableció la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de descuento que se utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo período tarifario. En esta Resolución se aprobó una tasa de descuento en términos reales antes de impuestos, igual al 16.06%, para un escenario de regulación de precio máximo, según la cual el OR asume el riesgo de demanda durante todo el período tarifario;

Que la Comisión mediante Resolución CREG - 046 de 2002 modificó el plazo establecido en el Artículo 8o. de la Resolución CREG-099 de 1997, con el fin de que las empresas puedan presentar los estudios de cargos dando aplicación a la metodología que finalmente se apruebe para la definición de los Cargos por Uso del STR y/o SDL;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 202 del 29 de octubre de 2002, aprobó someter a consulta de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, contenidos en la presente Resolución;

RESUELVE:

Artículo 1º. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en la Ley 142 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Activos de Conexión al STN, a un STR o a un SDL. Son los bienes que se requieren para que un generador, transportador, usuario final, o varios de los anteriores, se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local, y que no son remunerados a través de cargos por uso. Siempre que estos bienes sean usados exclusivamente por el usuario, o por un grupo de ellos, no harán parte del

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Sistema del Transmisión Nacional o del Sistema de Transmisión Regional o del Sistema de Distribución Local, al cual se conectan, ni se remunerarán mediante Cargos por Uso de dichos sistemas. En cualquier caso, siempre se considerarán como Activos de Conexión los siguientes:

- Activos que sean usados exclusivamente por un único usuario final.
- Activos que sean usados exclusivamente por un generador o un grupo de ellos.
- Activos que sean usados exclusivamente por un OR o un grupo de ellos.

Activos del Nivel de Tensión 1. Son los activos de uso conformados por los transformadores de distribución con sus protecciones y equipos de maniobra, al igual que redes de transporte que operan a tensiones menores de 1 kV.

Activos de Uso del STN. Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

Activos de Uso de STR y SDL. Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en Unidades Constructivas y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

Activos no eléctricos. Son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: Edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.) Maquinaria y Equipos (Grúas, vehículos, herramientas, etc) Equipos de Cómputo, Equipos de Comunicaciones, etc.

Autoproduccion. Para efectos de la presente Resolución corresponden a los Autogeneradores y Cogeneradores, definidos según las Resoluciones CREG 084 de 1996 y la 107 de 1998, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.

Cargos Máximos por Nivel de Tensión. Son los cargos, expresados en \$/kWh, calculados para cada Nivel de Tensión que se cobran por uso de los Sistemas de Transmisión Regional o Distribución Local a los comercializadores o a los OR.

Cargos por uso. Son los cargos, expresados en \$/KWh, acumulados para cada Nivel de Tensión, que los Activos de uso de STR y SDL y que los comercializadores facturan a los usuarios finales, y que se utilizan en el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Estos pueden ser cargos monomios o monomios horarios.

Cargo monomio. Cargo por unidad de energía, expresado en \$/kWh, constante durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL.

Cargo monomio horario. Cargo monomio por unidad de energía, expresado en \$/kWh, constante para la misma hora durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL. Estos cargos se determinan a partir de la diferenciación a nivel horario de los cargos monomios, con base en las curvas de carga representativas de cada Nivel de Tensión del respectivo STR o SDL según lo establecido en el Anexo No. 9.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Circuitos Típicos de Distribución Secundaria. Unidades Constructivas típicas, utilizadas para clasificar los Activos del Nivel de Tensión 1

Demanda del comercializador. Para efectos de la presente Resolución, se entenderá que la Demanda del comercializador en un Sistema de Transmisión Regional es igual a la Demanda Comercial del mismo en dicho sistema, descontadas las pérdidas del STN.

Metodología de Precio Máximo (Price Cap). Metodología de remuneración según la cual la Comisión establece, para cada Operador de Red, los cargos máximos por unidad de energía transportada que puede cobrar a los usuarios de su sistema.

Mercado de Comercialización. Conjunto de Usuarios Finales ubicados en un mismo municipio y conectados a un STR o SDL.

Niveles de Tensión. Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 62 kV.
- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV.
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, de las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Mercado de Comercialización.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 no hacen parte de STN y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más operadores de red.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Transformadores de Distribución Secundaria. Transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV y que son utilizados para atender usuarios finales del Nivel de Tensión 1.

Usuarios de los STR o SDL. Suscriptores del servicio de energía eléctrica conectados a estos sistemas, y Operadores de Red cuyo sistema se conecta a otro STR o SDL.

Usuario Final. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

Artículo 2º. Criterios generales. La metodología que se aplicará para el cálculo de los cargos por uso de los STR o SDL tendrá en cuenta los siguientes criterios generales:

- a) Los cargos máximos de los Sistemas de Transmisión Regional o de los Sistemas de Distribución Local se determinarán a partir de los inventarios de los OR, de acuerdo con las Unidades Constructivas que se presentan en el Anexo 3. Los OR podrán presentar Unidades Constructivas especiales no contempladas en el Anexo 3, para lo cual deberán suministrar la información correspondiente, de acuerdo con las Circulares expedidas para tal fin.
- b) Los cargos máximos de los Sistemas de Transmisión Regional se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes al Nivel de Tensión 4 y a las conexiones al STN de los OR. Los cargos máximos de los Sistemas de Distribución Local se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes a los niveles de tensión 3 y 2 y de las conexiones entre OR en dichos niveles. Los Cargos máximos del Nivel de Tensión 1 se determinarán a partir de los Circuitos Típicos de Distribución Secundaria, establecidos por la CREG.
- c) Los usuarios de los STR o SDL, pagarán un cargo único (monomio o monomio horario) por su uso, en función del Nivel de Tensión donde se encuentren conectados. Los usuarios que sean propietarios de los activos del Nivel de Tensión 1 pagarán cargos del Nivel de Tensión 3 o 2 dependiendo del Nivel de Tensión donde esté conectado su transformador de distribución.

Cuando el equipo de medida de un usuario propietario de los activos del Nivel de Tensión 1 se encuentre instalado en dicho nivel su consumo facturable deberá ser proyectado al Nivel de Tensión 2 ó 3 con el factor de pérdidas que se presenta en el Anexo No. 11 de la Presente Resolución.

- d) Cuando se requiera la reposición de los activos del Nivel de Tensión 1 que no son de propiedad del OR a cuyo sistema se conectan, los propietarios de los mismos podrán reponerlos y continuarán pagando los cargos del Nivel de

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tensión 3 ó 2, dependiendo del Nivel de Tensión donde esté conectado su transformador de distribución.

Si el propietario de tales activos no ejecuta la reposición, el OR deberá realizarla, y por lo tanto, a partir del momento en que entren en operación los nuevos activos, los usuarios respectivos deberán pagar cargos del Nivel de Tensión 1.

- e) Los cargos máximos de los Sistemas de Transmisión Regional, y de los Sistemas de Distribución Local, aprobados por la Comisión, corresponden a valores máximos.

En este sentido, el OR podrá aplicar valores inferiores a los aprobados por la Comisión, respetando el principio de no discriminación entre usuarios. En el caso de los cargos máximos de los Sistemas de Transmisión Regional, el OR deberá informar por escrito al LAC, para proceder a realizar los ajustes respectivos en la liquidación de los cargos de STR a partir del año siguiente.

- f) Cuando durante la vigencia del período tarifario se produzca la conexión, a Nivel de Tensión 4, de dos STR que no hagan parte de un mismo Sistema de Transmisión Regional, se calculará nuevamente el Costo Anual Equivalente asociado con el nuevo STR que resulte.
- g) Cuando un Operador de Red se conecte al sistema de otro OR, en niveles de tensión iguales o inferiores al 3, se considerará al OR que está tomando energía del sistema como un usuario del otro OR y, en tal caso, deberá pagar el cargo al Nivel de Tensión correspondiente.
- h) El comercializador cobrará a sus usuarios los cargos por uso del Nivel de Tensión donde se conectan con Activos de Conexión. No hay lugar a cobro de cargos por uso de STR o SDL a los usuarios que se encuentren conectados directamente al STN. Se entiende que un usuario está conectado directamente al STN cuando el equipo que está instalado entre su punto de conexión y el STN es un transformador con tensión primaria del STN y sus módulos asociados. En los demás casos se entiende que el usuario está conectado a un STR o SDL.
- i) Los cargos por uso resultantes de aplicar la metodología contenida en esta Resolución remunerarán el uso de la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro de energía eléctrica desde los puntos de conexión al STN, hasta el punto de conexión de los usuarios finales a los STR o SDL. Estos cargos por uso incluyen los costos de conexión al STN, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo STR o SDL, ni las pérdidas de energía que se presentan en la prestación de este servicio.
- j) Cuando un Operador de Red no sea propietario de la totalidad de los activos de uso que conforman el STR o SDL que opera deberá remunerar al respectivo propietario, siguiendo las disposiciones establecidas en el numeral 9 del Anexo de la Resolución CREG 070 de 1998, o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- k) Los activos de los OR que alimentan los servicios auxiliares de subestaciones pertenecientes al STN y de generadores que participan en el mercado mayorista, hacer parte de los activos que se remuneran a través de cargos por uso.
- l) Los Autoprodutores que utilicen Activos de Uso de STR o SDL podrán contratar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red, con el OR del respectivo sistema al cual se conectan.
- m) Los Comercializadores aplicarán cargos por uso de STR o SDL a la demanda asociada con la prestación del servicio de Alumbrado Público del Nivel de Tensión al cual se conecten la redes dedicadas exclusivamente a la prestación de este servicio. Cuando no existan redes exclusivas para el alumbrado público, el comercializador aplicará sobre las demandas respectivas cargos por uso del Nivel de Tensión 2.
- n) Los activos eléctricos dedicados exclusivamente a la prestación del servicio de alumbrado público no hacen parte de los activos que se remuneran vía Cargos por uso de SDL.
- o) La metodología definida en esta Resolución considera características de prestación del servicio de transporte a través de los STR y SDL, en zonas urbanas y rurales.

Artículo 3º. Información requerida para el cálculo de los cargos máximos de los STR. Los Operadores de Red existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, a más tardar el 31 de diciembre del año 2002, y los Operadores de Red de nuevos sistemas que aparezcan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, previamente a la entrada en operación comercial, deberán someter a aprobación de la CREG la siguiente información:

- i) El Costo Anual Equivalente de los activos del Nivel de Tensión 4, el cual, deberá calcularse de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 1 del Anexo No. 1 de la presente Resolución.
- ii) El Costo Anual Equivalente de Conexiones al STN, el cual, deberá calcularse de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 2 del Anexo No. 1 de la presente Resolución.

Artículo 4º. Cálculo de los cargos máximos de los STR. Los cargos máximos de los STR serán calculados por el LAC a partir de los costos anuales equivalentes de los activos de conexión al STN y de los activos de uso del Nivel de Tensión 4, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 1 del Anexo No. 2.

Artículo 5º. Cálculo de los cargos máximos de los SDL. Los Operadores de Red existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución deberán, a más tardar el 31 de diciembre del año 2002, someter a aprobación de la CREG siguientes cargos máximos:

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- i) Cargos máximos de los niveles de tensión 3 y 2. Estos cargos deberán ser calculados de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 2 del Anexo No. 2 de la presente Resolución.
- ii) Cargos por máximos del Nivel de Tensión 1. Estos cargos deberán ser calculados de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 3 del Anexo No. 2 de la presente Resolución.

Parágrafo 1°. Cuando se conforme un nuevo Operador de Red, este deberá someter en forma previa para la aprobación de la CREG, los cálculos de los literales i) y ii) del Artículo 3 y literales i) y ii) del presente artículo, que sean aplicables al nuevo sistema que va a operar. La red mínima que debe operar un OR para efectos de hacer una solicitud de aprobación de cargos a la Comisión es la que atiende los usuarios de al menos un municipio. Esta obligación no se aplica a un nuevo Operador de Red que reemplaza otro que ya tiene cargos aprobados para un STR o SDL.

Artículo 6°. **Actualización de los cargos máximos de los STR por puesta en servicio de nuevos activos.** Cuando entren en operación nuevos activos de uso o conexión al STN durante el período tarifario, el Costo Anual Equivalente de los activos del Nivel de Tensión 4 o el Costo Anual Equivalente de Conexiones al STN, podrán ser revisados por la Comisión, para lo cual se deberá cumplir lo siguiente:

1. Que los proyectos de Conexión al STN hayan sido aprobados por la UPME y se haya suscrito el respectivo contrato de conexión.
2. Que los proyectos relacionados con activos de uso del Nivel de Tensión 4 hagan parte de los planes y programas de expansión del Ministerio de Minas y Energía y la UPME, de acuerdo con los criterios que estas entidades diseñen para tal efecto.
3. Cumplir con los criterios de eficiencia contenidos en el Anexo No. 8 de esta Resolución.

Artículo 7°. **Actualización, Liquidación y Recaudo de los Cargos máximos por uso de STR y SDL.** Los Cargos máximos de los STR y SDL, se actualizarán, liquidarán y recaudarán, así:

7.1. Cargos máximos de STR

Los Cargos máximos de un STR serán actualizados, liquidados y facturados a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales en los STR definidos según lo dispuesto en el Artículo No. 10, por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC), siguiendo las disposiciones contenidas en el Numeral 1.1 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

Los valores recaudados por el LAC serán distribuidos entre los Operadores de Red que conforman cada STR, siguiendo la metodología descrita en el Numeral 1.2 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

7.2. Cargos máximos de SDL

Los Cargos máximos de un SDL serán actualizados, liquidados y facturados por los Operadores de Red, a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema y a los Operadores de Red que se conecten a su sistema en los niveles de tensión 3 y 2, siguiendo las disposiciones contenidas en el Numeral 2 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

7.3. Cargos máximos del Nivel de Tensión 1

Los Cargos máximos del Nivel de Tensión 1 serán actualizados, liquidados y facturados por los Operadores de Red, a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema, siguiendo las disposiciones contenidas en el Numeral 3 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

Parágrafo. Cuando, durante la vigencia del período tarifario, la Comisión apruebe modificar la remuneración de un STR por la puesta en operación de nuevos activos de uso o conexión, los nuevos Costos Anuales Equivales serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos máximos de STR, a partir del mes de enero del año siguiente a la entrada en vigencia de la respectiva Resolución, para lo cual se seguirá la metodología descrita en el Numeral 1 del Anexo No. 4 de la presente Resolución.

Artículo 8°. **Cargos por Uso, por niveles de tensión, que se utilizarán en el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio.** Los cargos por uso, por niveles de tensión, que serán utilizados para efectos de determinar el Costo Unitario de Prestación del Servicio, definido según lo dispuesto en las Resoluciones CREG 031 y 244 de 1997, o en aquellas que la modifiquen o sustituyan, serán determinados por cada Comercializador siguiendo las disposiciones del Numeral 4 del Anexo No. 4 de la presente Resolución.

Artículo 9°. **Cargos por Disponibilidad de Capacidad de Respaldo de la Red aplicables a los Autoprodutores.** Los Autoprodutores, cuya demanda máxima es superior o igual a 0.5 MVA, podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectan, a través del Comercializador que los representa, la suscripción de un contrato de disponibilidad de Capacidad de respaldo de la red.

La tarifa por unidad de potencia que acuerden las partes, no podrá ser superior a \$6000 / [kVA - Año] (\$ colombianos de diciembre de 2001), independientemente del Nivel de Tensión al cual este conectado el Autoprodutor. La tarifa que se acuerde deberá actualizarse mensualmente con el Índice de Precios al Productor total Nacional (IPP).

Cuando el Autoprodutor haga uso de la red, deberá pagar los cargos por uso monomios horarios del Nivel de Tensión donde esta conectado al sistema del OR.

Parágrafo 1°. Los Operadores de Red no estarán obligados a garantizar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red, a los Autoprodutores señalados en este Artículo, cuando éstos no contraten la disponibilidad respectiva.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Parágrafo 2°. Los Autoprodutores, cuya demanda máxima es inferior a 0.5 MVA, tienen derecho al respaldo de la red, y pagan únicamente los cargos por uso del respectivo sistema cuando demandan energía de éste.

Artículo 10°. **Conformación de los Sistemas de Transmisión Regional.** Los Sistemas de Transmisión Regional definidos en esta Resolución, serán establecidos por la Comisión a partir de la información que los Operadores de Red suministren dentro del proceso de aprobación de que trata el Artículo 3° de la presente Resolución.

Parágrafo 1. A solicitud de la totalidad de los OR que conformen dos Sistemas de Transmisión Regional, la Comisión podrá definir un Sistema de Transmisión Regional que integre los dos Sistemas, aún en el caso de que no presenten conexión eléctrica en el Nivel de Tensión 4.

Parágrafo 2. Si durante el período tarifario se presentan nuevas conexiones entre los STR existentes, la Comisión procederá a redefinir los Sistemas de Transmisión Regionales. Los nuevos STR serán considerados, en la liquidación de los cargos por uso de STR, a partir del mes de enero del año siguiente a la entrada en vigencia de la respectiva Resolución. Por lo tanto los OR deberán informar a la CREG cuando esto suceda.

Artículo 11°. **Transporte de energía reactiva.** En caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario, cuyo equipo de medición este conectado en el Nivel de Tensión 2 o superior, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada mensualmente en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar el cargo por uso del respectivo sistema, de acuerdo con lo contenido en el Anexo No. 4 de esta Resolución.

Artículo 12°. **Clasificación de Activos de Conexión y Activos de Uso.** Los activos que sean clasificados como Activos de Uso o de Conexión a los STR o SDL, al momento de solicitud de aprobación por parte del OR de los cargos, mantendrán esta calidad durante todo el período tarifario.

Los Activos de Conexión de los OR o de terceros, se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios respectivos.

Parágrafo 1. Los OR no podrán exigir la remuneración durante el período tarifario, vía cargos por conexión, de activos que haya reportado como Activos de Uso de STR o SDL.

Parágrafo 2. Los OR o los terceros propietarios de Activos de Conexión existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, no podrán recibir ingresos superiores a los que hubieran obtenido si estos activos fueran remunerados vía Cargos de Uso de STR o SDL.

Parágrafo 3. Los OR o los terceros propietarios de Activos de Conexión que entren en operación con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, podrán acordar libremente, con los usuarios de los mismos, la remuneración de estos.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Parágrafo 4. Cuando un usuario solicite acceso a un Activo de Conexión existente, el propietario no podrá negarlo si la conexión solicitada es técnicamente factible. El propietario, podrá solicitar al usuario la presentación de un estudio de conexión con el que se demuestre la viabilidad técnica de esta, para lo cual se deberán seguir, en lo que aplique, las disposiciones contenidas en el Numeral 4, del Anexo de la Resolución CREG-070 de 1998, o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

En caso de que el propietario de los Activos de Conexión niegue la conexión del usuario aduciendo problemas técnicos, éste podrá solicitar a la CREG la imposición de una servidumbre.

Parágrafo 5. Si un activo de un OR se utiliza para atender usuarios finales y, a su vez, a éste se conectan uno o varios transportadores, una parte del activo se remunerará vía cargos por uso, y otra, vía cargos de conexión. Los porcentajes de participación en el uso para remunerar el activo entre quienes lo utilizan, se determinan en proporción a las demandas máximas de cada una de las partes.

Parágrafo 6. Un Activo de Conexión se puede convertir en Activo de Uso, para el próximo período tarifario siempre que :

- Este activo atienda a más de un usuario.
- Exista consentimiento del propietario del Activo de Conexión para convertirlo en Activo de Uso.
- El OR respectivo haga la solicitud a la CREG de incluirlo en la base de datos de activos de uso para el próximo período tarifario.

Parágrafo 6. Un Activo de Uso se convertirá en un Activo de Conexión, para el próximo período tarifario, siempre que sierva a un único Usuario.

Artículo 13°. Vigencia de los cargos. Los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local que apruebe la Comisión estarán vigentes desde la fecha que se determine para su inicio de aplicación, y hasta 31 de diciembre del año 2007.

Parágrafo 1°. Los Operadores de Red deberán someter a aprobación de la Comisión a más tardar el día 31 de diciembre de 2002, con base en la metodología establecida en esta Resolución, el estudio de los cargos aplicables para el período de cinco (5) años, contado a partir del 1° de enero de 2003. Si con posterioridad al 1° de enero de 2003; se da una de las siguientes situaciones:

- Que un Operador de Red solicita a la Comisión aprobar cargos por uso para un nuevo STR o SDL.
- Que, la Comisión en aplicación del Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modifica los cargos vigentes de un OR, o
- Que la Comisión haya fijado de oficio los cargos y posteriormente obtenga mejor información que le permita revisarlos,

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Los nuevos cargos resultantes estarán vigentes por el lapso entre la aprobación y el 31 de diciembre del año 2007.

Parágrafo 2°. Dentro de los cinco (5) días siguientes al envío de la información a la Comisión, cada Operador de Red deberá publicar en un diario de amplia circulación, en la zona donde presta el servicio, o en uno de circulación nacional, un resumen del estudio de cargos que presentó a la Comisión, con el fin de que los terceros interesados puedan presentar ante la Comisión observaciones sobre tales costos, dentro del mes siguiente a la fecha de publicación del aviso. Adicionalmente, deberá enviar a la Comisión copia del aviso de prensa respectivo. El resumen deberá contener como mínimo la información contenida en el Anexo No. 6 de esta Resolución.

Parágrafo 3°. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente. Después, se aplicará lo previsto en el artículo 124 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 4°. En caso de considerarlo conveniente, la Comisión podrá mantener la metodología contenida en esta Resolución durante el siguiente período tarifario.

Parágrafo 5°. Vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 14°. Pruebas. Teniendo en cuenta que existen muchas variables para el reporte adecuado de la información, la CREG aplicará el mecanismo de verificaciones que se describe en el Anexo No. 5 de la presente Resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, si dentro del mes siguiente a la fecha en que el Operador de Red haga la publicación de que trata el Parágrafo 2 del Artículo 13° de la presente Resolución, habiendo oído a los interesados intervinientes, existen diferencias de información o de apreciación sobre aspectos que requieran conocimientos especializados, o si se detectan inconsistencias respecto a la información reportada periódicamente a la Comisión, el Director Ejecutivo de la CREG podrá ordenar la practica de las pruebas respectivas, de acuerdo con lo establecido por el artículo 108 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 15°. Decisión sobre aprobación de los cargos máximos de cada Operador de Red. Una vez se analice la información presentada por los Operadores de Red, habiendo dado oportunidad de ser oídos a los interesados, y practicadas las pruebas a que hubiera lugar, de conformidad con la Ley, la Comisión procederá a aprobar los conceptos de que trata el Artículo No. 5 de la presente Resolución.

Parágrafo. Aquellos Operadores de Red quienes en los plazos previstos en esta Resolución, no sometan a aprobación de la Comisión los cargos respectivos, serán objeto de fijación de cargos por parte de la Comisión, con base en la mejor información de que esta disponga. Dichos cargos podrán ser revisados de oficio por la Comisión, durante la vigencia del período tarifario, en la medida en que

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

obtenga nueva información que lo amerite. Lo anterior sin perjuicio de las investigaciones y sanciones del caso por parte de la autoridad competente.

Artículo 16°. Recursos. De acuerdo con lo previsto por el artículo 113 de la Ley 142 de 1994, contra la decisión mediante la cual la Comisión apruebe los cargos máximos de cada Operador de Red, procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la Comisión, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha en que sea notificada o publicada, según el caso.

Artículo 17°. La aprobación de la metodología y de las disposiciones contenidas en la presente Resolución, se realizará de acuerdo con el siguiente cronograma:

- a) Las observaciones por parte de los Agentes y de los terceros interesados en la decisión que adoptará la Comisión, deberán ser presentadas dentro de los 15 días calendario siguientes a la fecha de publicación de la presente Resolución.
- b) Las observaciones presentadas por los Agentes, y los terceros interesados que hagan parte de la respectiva actuación, serán objeto de análisis por parte de la CREG, dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo establecido en el literal a) del presente Artículo.
- c) La aprobación por parte de la Comisión de las disposiciones finales, se realizará una vez cumplido lo establecido en el literal anterior.

Artículo 18°. IMPULSO DE LA ACTUACIÓN. El Director Ejecutivo de la Comisión impulsará la actuación, sin perjuicio del reparto interno que haga para el estudio de las observaciones.

Artículo 19°. VIGENCIA DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN. Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y por ser un acto de trámite, no modifica las normas actualmente aplicables sobre las materias a que ella se refiere.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., el día 29 OCT. 2002


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 1

CALCULO DE COSTOS ANUALES EQUIVALENTES

1. Determinación de los costos anuales equivalentes para los activos de uso de los niveles de tensión 4, 3 y 2

Para cada uno de los niveles de tensión 4, 3 y 2 de los STR o SDL se determinará un costo anual equivalente, en pesos colombianos de diciembre de 2001, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CA_{j,n} = CAAE_{j,n} + CAANE_{j,n} + AOM_{j,n}$$

donde:

- n : Nivel de Tensión 4, 3 ó 2
- $CA_{j,n}$: Costo anual equivalente del Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .
- $CAAE_{j,n}$: Costo anual equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .
- $CAANE_{j,n}$: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignable al Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .
- $AOM_{j,n}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .

Cada uno de los componentes que conforman los costos anuales equivalentes, se determinarán de conformidad con las siguientes disposiciones:

1.1 Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos ($CAAE_{j,n}$):

El Costo Anual Equivalente de los Activos Eléctricos se determinará a partir de:

- Los inventarios de activos eléctricos que reporten los OR a la CREG, clasificados según el listado de unidades constructivas que se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución y las Unidades Constructivas especiales que sometan a consideración de la Comisión, en cumplimiento de las Circulares CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.
- El listado de unidades constructivas asociados con líneas normalmente abiertas, o con activos que normalmente no son utilizados en la prestación del servicio, el cual, debe ser reportado por el OR conjuntamente con la presentación de la solicitud de aprobación de que trata los Artículos 3 y 5 de la presente Resolución.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- La valoración de las unidades constructivas reportadas, utilizando los costos de reposición a nuevo que se establecen en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.
- Las vidas útiles que se reconocen a cada una de las unidades constructivas, las cuales se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.
- El listado de terrenos asociados a subestaciones del OR, el cual debe ser reportado por el OR a la CREG, conjuntamente con la solicitud de aprobación de que trata los Artículos 3 y 5 de la presente Resolución, indicando para cada terreno su área (m²) y su valor catastral (en \$ colombianos de diciembre de 2001).

Utilizando las siguientes expresiones:

a. Nivel de Tensión 4

$$CAAE_{j,4} = \sum_{k=1}^{N_j} \left[CRE_{j,k,4} * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_k}} \right] + CAET_{j,4}$$

donde:

N_j : Número total de unidades constructivas del Nivel de Tensión 4, reportadas por el OR j . No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas normalmente abiertas, o con activos que normalmente no son utilizados en la prestación del servicio.

$CRE_{j,k,4}$: Costo Unitario de Reposición a Nuevo Eficiente de la Unidad Constructiva k del Nivel de Tensión 4, reportada por el OR j (luego de aplicar criterios de eficiencia). Esta variable se determina así:

$$CRE_{j,k,4} = CR_{k,4} * Fef_{j,k,4}$$

donde:

$CR_{k,4}$: Costo de Reposición a nuevo del activo k para el Nivel de Tensión 4.

$Fef_{j,k,4}$: Factor de Eficiencia de la Unidad Constructiva k , del OR j para el Nivel de Tensión 4.

En el Anexo No. 8 se presenta la metodología para la determinación de los Factores de Eficiencia para cada una de las unidades constructivas del Nivel de Tensión 4.

r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Ingreso Máximo. Su valor es 14.06% (según metodología contenida en el Anexo No. 10).

V_k : Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva k .

$CAET_{j,4}$: Costo Anual Equivalente de Terrenos para el Nivel de Tensión 4 del OR j . Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula así.

$$CAET_{j,4} = \%R * \sum_{u.c} ATUC_{u.c} * VCT_{u.c}$$

donde:

$VCT_{u.c}$ Valor Catastral del Terreno de la Unidad Constructiva correspondiente.

$ATUC_{u.c}$: Área Típica de la Unidad Constructiva correspondiente. Las Áreas Típicas se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.

$\%R$: 8.5%. Corresponde al valor anual reconocido por concepto de Terrenos. Incluye el costo de adecuación del mismo.

b. Nivel de Tensión 3

$$CAAE_{j,3} = \sum_{k=1}^{TE_3} \left[N_{j,k,3} * CR_{k,3} * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_k}} \right] + CAET_{j,3}$$

donde:

TE_3 : Número de tipos de unidades constructivas eléctricas totales que conforman el Nivel de Tensión 3.

$N_{j,k,3}$: Número total de Unidades Constructivas del tipo k , en el Nivel de Tensión 3, para el OR j . No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas normalmente abiertas, o con activos que normalmente no son utilizados en la prestación del servicio.

$CR_{k,3}$: Costo Unitario de Reposición a nuevo por concepto de la unidad constructiva k , del Nivel de Tensión 3.

r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

V_k : Vida útil reconocida para la unidad constructiva del tipo k .

$CAET_{j,3}$: Costo Anual Equivalente de Terrenos para el Nivel de Tensión 3 del OR j . Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula así.

$$CAET_{j,4} = \%R * \sum_{u.c} ATUC_{uc} * VCT_{uc}$$

donde:

$VCT_{u.c}$ Valor Catastral del Terreno de la Unidad Constructiva correspondiente.

$ATUC_{u.c}$: Área Típica de la Unidad Constructiva correspondiente. Las Áreas Típicas se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.

$\%R$: 8.5%. Corresponde al valor anual reconocido por concepto de Terrenos. Incluye el costo de adecuación del mismo.

c. Nivel de Tensión 2

Para efectos de aplicación de criterios de eficiencia del Anexo No. 8 de la presente resolución, se desagregarán los costos Anuales Equivalentes de los Activos de este Nivel de Tensión en: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a líneas de distribución urbanas, Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a líneas de distribución rurales y Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes activos del Nivel de Tensión 2, diferentes de líneas de distribución.

Los anteriores costos anuales se determinan de la siguiente forma:

Líneas Urbanas:

$$CAAE_{j,Lu} = \sum_{k=1}^{TLU_2} \left[NLU_{j,k,2} * CR_{k,2} * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_k}} \right]$$

donde:

$CAAE_{j,Lu}$: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a líneas de distribución urbanas del Nivel de Tensión 2, de acuerdo con lo reportado en los formatos de Unidades Constructivas del Anexo No. 3 de esta Resolución, por parte del OR j .

TLU_2 : Número de tipos de Unidades Constructivas correspondientes a líneas de distribución urbanas al Nivel de Tensión 2.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$NLU_{j,k,2}$: Número de líneas de distribución urbanas del tipo k , en el Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j . Si k corresponde a líneas normalmente abiertas $N_{j,k,2}$ es igual a cero.

$CR_{k,2}$: Costo de Reposición a nuevo por concepto de la unidad constructiva k , del Nivel de Tensión 2. Este costo corresponde al Costo Unitario de Reposición a Nuevo de la unidad constructiva del tipo k .

r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de precio máximo. Su valor es 16.06%.

V_k : Vida útil reconocida para la unidad constructiva del tipo k .

Líneas Rurales:

$$CAAE_{j,Lr} = \sum_{k=1}^{TLR_2} \left[NLR_{j,k,2} * CR_{k,2} * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_k}} \right]$$

donde:

$CAAE_{j,Lr}$: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a líneas de distribución rurales del Nivel de Tensión 2, de acuerdo con lo reportado en los formatos de Unidades Constructivas del Anexo No. 3 de esta Resolución, por parte del OR j .

TLR_2 : Número de tipos de Unidades Constructivas correspondientes a líneas de distribución rurales al Nivel de Tensión 2.

$NLR_{j,k,2}$: Número de líneas de distribución rurales del tipo k , en el Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j . Si k corresponde a líneas normalmente abiertas $N_{j,k,2}$ es igual a cero.

$CR_{k,2}$: Costo Unitario de Reposición a nuevo por concepto de la unidad constructiva k , del Nivel de Tensión 2.

r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de precio máximo. Su valor es 16.06%.

V_j : Vida útil reconocida para la unidad constructiva del tipo k .

Activos diferentes a líneas:

$$CAAE_{j,OA} = \sum_{k=1}^{TLOA_2} \left[NOAE_{j,k,2} * CR_{k,2} * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_k}} \right] + CAET_{j,2}$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

donde:

$CAAE_{j,OA}$: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a otros activos del Nivel de Tensión 2 diferentes de líneas de distribución, de acuerdo con lo reportado en los formatos de Unidades Constructivas del Anexo No. 3 de esta Resolución, por parte del OR j .

$TLOA_2$: Número de tipos de Unidades Constructivas correspondientes a Activos Eléctricos del Nivel de Tensión 2, diferentes de líneas de distribución.

$NOA_{j,2}$: Número de Activos Eléctricos, diferentes de líneas de distribución, del tipo j , en el Nivel de Tensión 2. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con activos que normalmente no son utilizados en la prestación del servicio.

$CR_{j,2}$: Costo de Reposición a nuevo por concepto de la unidad constructiva j , del Nivel de Tensión 2. Este costo corresponde al Costo Unitario de Reposición a Nuevo de la unidad constructiva del tipo j

r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de precio máximo. Su valor es 16.06%.

V_j : Vida útil reconocida para la unidad constructiva del tipo j .

$CAET_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de Terrenos para el Nivel de Tensión 2 del OR j . Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula así.

$$CAET_{j,2} = \%R * \sum_{u.c} ATUC_{u.c} * VCT_{u.c}$$

donde:

$VCT_{u.c}$ Valor Catastral del Terreno de la Unidad Constructiva correspondiente.

$ATUC_{u.c}$: Área Típica de la Unidad Constructiva correspondiente. Las Áreas Típicas se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.

$\%R$: 8.5%. Corresponde al valor anual reconocido por concepto de Terrenos. Incluye el costo de adecuación del mismo.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Costo Anual Total:

Para efectos de estimar el valor reconocido para los Activos No Eléctricos en este Nivel de Tensión, como lo requiere la metodología que se muestra en el numeral 1.2 del presente anexo, el Costo Anual Equivalente para Activos Eléctricos $CAAE_{j,2}$ se calculará de la siguiente forma:

$$CAAE_{j,2} = CAAE_{Lr} + CAAE_{Lu} + CAAE_{OA}$$

1.2 Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos (CAANE_{j,n}):

El Costo Total Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos que se reconoce al Operador de Red, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CTAANE_j = \left(NE * \sum_{n=2}^4 CAAE_{j,n} \right)$$

donde:

$CAAE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos del Nivel de Tensión n para el OR j .

NE : Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos Eléctricos del Operador de Red (en los niveles de tensión 4, 3 y 2), que se reconoce como Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos. NE es igual a 0.041

Los Costos Anuales Equivalentes de Activos No Eléctricos, para cada Nivel de Tensión n , ($CAANE_{j,n}$), se determinarán a partir del Costo Total Anual Equivalente de Activos No Eléctricos del Operador de Red j , según la siguiente expresión:

$$CAANE_{j,n} = CTAANE_j * \frac{CAAE_{j,n}}{\sum_{n=2}^4 CAAE_{j,n}}$$

1.3 Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM_{j,n}):

Los Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento (incluyendo el mantenimiento de transformadores de distribución, protecciones asociadas y redes secundarias), que se reconocerán al Operador de Red j para el Nivel de Tensión n ($CTAOM_{j,n}$), se estimarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CTAOM_{j,n} = FA_n \left(\sum_{k=1}^{TE_n} NUC_{j,k,n} * CR_{j,k,n} \right) + NTD_{j,n} * MTD$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

donde:

n : Nivel es de tensión 4, 3 ó 2

TE_n : Número de tipos de unidades constructivas eléctricas totales que conforman el Nivel de Tensión n .

FA_n : Fracción máxima del Costo de Reposición a nuevo de los Activos Eléctricos, que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento en el Nivel de Tensión n . Para el Nivel de Tensión 4 corresponde a 1.63%, para el Nivel de Tensión 3 corresponde a 1.63% y para el Nivel de Tensión 2 corresponde a 2.51%, de estos costos. Para activos en zonas de contaminación salina se reconocerá, sobre los anteriores porcentajes, un porcentaje de AOM adicional de 0.5%.

Para reconocer sobre una Unidad Constructiva el porcentaje adicional de AOM por contaminación salina, esta debe estar clasificada en el Nivel de Contaminación "IV Muy Alto" de conformidad con la Guía Técnica Colombiana - GTC 56 o aquella vigente en el momento de solicitar la aprobación de cargos. El OR correspondiente debe sustentar ante la CREG el cumplimiento de la guía, en los términos que establezca la misma.

$CR_{j,k,n}$: Costo de Reposición a nuevo por concepto de la unidad constructiva k , del OR j para el Nivel de Tensión n .

$NUC_{j,k,n}$ Número total de Unidades Constructivas del tipo k en el Nivel de Tensión n que pertenecen al OR j .

$NTD_{j,n}$: Número Total de Transformadores de Distribución, conectados al Nivel de Tensión n del sistema del OR, independientemente de su propiedad.

Esta información corresponderá a la Reportada por el OR a la CREG, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio prestado, al momento de la solicitud de aprobación de que trata los Artículos 3 y 5 de la presente Resolución.

MTD : Costo anual eficiente por concepto de mantenimiento de un transformador de distribución reconocido por la CREG. MTD es igual a \$14000 (\$ col./Transformador - de diciembre de 2001).

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2. Determinación de los costos anuales equivalentes de los Activos de Conexión al STN del OR.

Los Costos Anuales Equivalentes de los activos de conexión al STN asociados a un OR, se determinarán de conformidad con la siguiente expresión:

$$CAAC = \sum_j^N \left[CR_j * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_j}} \right]$$

donde:

CAAC: Costo Anual Equivalente de Conexión.

N: Número total de tipos de unidades constructivas de conexión al STN, con que cuenta el respectivo OR.

CR_j: Costo de Reposición a nuevo por concepto de la Unidad Constructiva *j*, de Conexión al STN. Este costo corresponde a la multiplicación del Costo Unitario de Reposición a Nuevo de la unidad constructiva *j*, por el número total de estas unidades que sirven para conectar el sistema del OR al STN.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06% (según metodología contenida en el Anexo No. 10).

V_j: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *j*.

En el Anexo No. 3 de esta Resolución, conjuntamente con el listado de Unidades Constructivas de los activos eléctricos de STR, se presenta el listado de Unidades Constructivas de Conexión al STN, sus Costos de Reposición a Nuevo y las Vidas Útiles Reconocidas a cada una de ellas.


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 2

CÁLCULO DE CARGOS MÁXIMOS POR NIVEL DE TENSIÓN

1. Cálculo de cargos máximos para el Nivel de Tensión 4 y conexiones al STN.

Los cargos máximos del Nivel de Tensión 4, serán calculados anualmente por LAC, siguiendo la siguiente metodología:

- a. Para cada uno de los años del período tarifario, el LAC estimará el El Ingreso Anual para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y conexión al STN, de cada OR, así:

$$IA_{j,4,k} = CA_{j,4} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_k}{IPP_0}$$

$$IC_{j,k} = CAAC_j * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_k}{IPP_0}$$

donde:

- $IA_{j,4,k}$: Ingreso Anual para remunerar los activos de Nivel de Tensión 4 para el Operador de Red j , actualizado al mes de enero del año k . Para el primer año de aplicación de la presente metodología tarifaria, estará actualizado al mes anterior a la aplicación, por primera vez, de los cargos máximos por uso del Nivel de Tensión 4.
- $CA_{j,4}$: Costo Anual Equivalentemente del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el Operador de Red j . Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.
- $IC_{j,m}$: Ingreso Anual para remunerar las conexiones al STN del Operador de Red j , actualizado al mes de enero del año k . Para el primer año de aplicación de la presente metodología tarifaria, estará actualizado al mes anterior a la aplicación, por primera vez, de los cargos máximos por uso del Nivel de Tensión 4.
- $CAAC_j$: Costo Anual Equivalentemente de Conexión al STN, aprobado por la CREG para el Operador de Red j . Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.
- fp : Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.42, según lo establecido en el Anexo No. 12 de la presente Resolución.
- a : Número del año a partir de aquel en el que se aprobó, al Operador de Red, su Ingreso Anual para remunerar los activos de Nivel de tensión 4. Por ejemplo, a es igual a uno para el

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

año 2003, para aquellos OR que obtengan aprobación de cargos en dicho año.

IPP_k : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de enero del año k . Para el primer año de aplicación de la presente metodología tarifaria, corresponderá al Índice del mes anterior a la aplicación, por primera vez, de los cargos máximos por uso del Nivel de Tensión 4.

IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

- b. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el Ingreso Total Anual Requerido, así:

$$ITR_{R,k} = \sum_{j=1}^{TR} (IA_{j,4,R,k} + IC_{j,R,k})$$

donde:

k : Año de cálculo del Ingreso Total Anual Requerido.

$ITR_{R,k}$: Ingreso Total Anual Requerido para la región R , en el año k . Este ingreso esta referido al mes de enero del año k . Para el primer año de aplicación de la presente metodología tarifaria, estará referido al mes anterior a la aplicación, por primera vez, de los cargos máximos por uso del Nivel de Tensión 4.

TR : Número total de OR de la región R .

$IA_{j,4,R,k}$: Ingreso Anual para remunerar los activos de Nivel de Tensión 4 del Operador de Red j , perteneciente al STR R , en el año k , calculado según lo dispuesto en el literal a.

$IC_{j,R,k}$: Ingreso Anual para remunerar todas las conexiones al STN del OR j , perteneciente al STR R , en el año k , calculado según lo dispuesto en el literal a.

- c. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el Cargo Máximo del Nivel de Tensión 4, así:

$$CUM4_{R,k} = \frac{ITR_{R,k}}{DTC_{R,k}}$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$CUM4_{R,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R , en el año k . Este cargo estará actualizado al mes de enero del año k . Para el primer año de aplicación de la presente metodología tarifaria, estará actualizado al mes anterior a la aplicación, por primera vez, de los cargos máximos del Nivel de Tensión 4.

$ITR_{R,k}$: Ingreso Total Anual Requerido para la región R , en el año k , calculado según lo dispuesto en el literal b.

$DTC_{R,k}$: Demanda total registrada por los comercializadores en el Sistema de Transmisión Regional R , durante el año anterior a k , referida a 220 kV.

2. Cálculo de cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2.

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 se determinarán a partir de:

- Los Costos Anuales Equivalentes encontrados de acuerdo con la formulación contenida en el numeral 1 del Anexo No.1.
- Los flujos de energía entre los niveles de tensión del sistema del OR, entre estos y el STN u otros STR o SDL, al igual que los asociados con inyecciones de energía por parte de plantas o unidades de generación conectadas a su sistema; que deben ser reportados por los OR a la CREG siguiendo las disposiciones del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 ($CD_{j,3}$ y $CD_{j,2}$ respectivamente) se calculan por medio de las siguientes expresiones:

a) Nivel de Tensión 3

$$CD_{j,3} = \min \left[\frac{CA_{j,3}}{Eu_{j,3}}, CME_3 \right] + \frac{o_{j,3}}{Eu_{j,3}}$$

donde:

$CA_{j,3}$: Costo Anual Equivalente para remunerar los activos del nivel 3 del Operador de Red j . Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

$Eu_{j,3}$: Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red j . Esta energía se estima como:

$$Eu_{j,3} = EE_{j,3} * (1 - P)$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

donde:

$EE_{j,3}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 3, del OR j . Esta energía corresponde a la reportada por el OR en cumplimiento de las disposiciones del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

P : Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 3. Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.

CME_3 : Costo Medio Eficiente por unidad de energía para el Nivel de Tensión 3 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001). Este valor será establecido de acuerdo con la metodología del Anexo No. 8 de esta Resolución.

$O_{j,3}$: Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otros OR por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 3, determinados de acuerdo con la siguiente expresión:

$$O_{j,3} = \sum_{k=1}^{NC_j} CD_{j,k} * EI_{j,k}$$

donde:

NC_j : Número de conexiones del OR j con otros OR que inyectan energía en el Nivel de Tensión 3 del OR j .

$CD_{j,k}$: Cargos Máximos por Nivel de Tensión (\$/kWh) aprobados a otros OR aplicables a la conexión k que tiene el OR j .

$EI_{j,k}$: Energía Anual (kWh), que se importó durante el año anterior a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, hacia el sistema del OR j , a través de la conexión k .

b) Nivel de Tensión 2

Se deben hacer los siguientes cálculos, para establecer el Cargo máximo del Nivel de Tensión 2, $CD_{j,2}$, el cual es acumulado.

El Cargo Máximo para el Nivel de Tensión 2 ($CD_{j,2}$), se determina a partir de los Cargos Máximos Eficientes de Líneas Rurales, Líneas Urbanas y Activos Eléctricos diferentes a Líneas, y de conformidad con las siguientes expresiones:

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Líneas del Nivel de Tensión 2, localizadas en zona rural:

$$CDR_{j,2} = \frac{CAAE_{j,LR}}{ERu_{j,2}}$$

donde:

$CDR_{j,2}$: Cargo que remunera la inversión en líneas rurales independientes para el OR j .

$CAAE_{j,LR}$: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a líneas de distribución rurales del Nivel de Tensión 2, de acuerdo con lo reportado en los formatos de Unidades Constructivas del Anexo No. 3 de esta Resolución, por parte del OR j .

$ERu_{j,2}$: Energía Rural útil del OR j .

$$ERu_{j,2} = \frac{Eu_{j,2} * PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

donde:

$Eu_{j,2}$: Energía útil del OR j en el Nivel de Tensión 2, para el año 2001.

PDR_j : Transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR j , reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j : Transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR j , reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

A partir de este cálculo la Comisión establecerá los cargos máximos eficientes, con base en los criterios indicados en el Anexo No. 8 de esta Resolución, obteniendo:

$$CDRE_{j,2} = \min\{CDR_{j,2}, CDR_2^*\}$$

donde:

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $CDRE_{j,2}$: Cargo Máximo Eficiente a reconocer al OR j , para líneas rurales (\$/kWh).
- $CDR_{j,2}$: Cargo que remunera la inversión en líneas rurales independientes para el OR j (\$/kWh).
- $CDR^*_{j,2}$: Cargo Medio Eficiente calculado para líneas rurales (\$/kWh), según la metodología contenida en el Anexo No. 8 de esta Resolución.

Líneas del Nivel de Tensión 2, localizadas en zona urbana

$$CDU_{j,2} = \frac{CAAE_{j,LU}}{Eu_{j,2} - ERu_{j,2}}$$

donde:

- $CDU_{j,2}$: Cargo que remunera la inversión en líneas urbanas independientes para el OR j .
- $CAAE_{j,LU}$: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a líneas de distribución urbanas del Nivel de Tensión 2, de acuerdo con lo reportado en los formatos de Unidades Constructivas del Anexo No. 3 de esta Resolución, por parte del OR j .
- $Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j . Esta energía se estima como:

$$Eu_{j,2} = EE_{j,2} * (1 - P)$$

donde:

- $EE_{j,2}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 2. Esta energía corresponde a la reportada por el OR en cumplimiento de las disposiciones del Anexo No. 7 de la presente Resolución.
- P : Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 2. Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.

$ERu_{j,2}$: Energía Rural útil del OR j .

A partir de este cálculo la Comisión establecerá los Costos Máximos Eficientes, con base en los criterios indicados en el Anexo No. 8 de esta Resolución, obteniendo:

$$CDUE_{j,2} = \min \{ CDU_{j,2}, CDU^*_{j,2} \}$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

donde:

$CDUE_{j,2}$: Cargo Máximo Eficiente a reconocer al OR j , para líneas urbanas (\$/kWh).

$CDR_{j,2}$: Cargo que remunera la inversión en líneas urbanas independientes para el OR j (\$/kWh).

$CDR^*_{j,2}$: Cargo Medio Eficiente calculado para líneas urbanas (\$/kWh), según la metodología contenida en el Anexo No. 8 de esta Resolución.

Activos eléctricos del Nivel de Tensión 2, diferentes a líneas:

$$CDO_{j,2} = \frac{CAAE_{j,OA}}{Eu_{j,2}}$$

donde:

$CDO_{j,2}$: Cargo que remunera la inversión de otros activos diferentes de líneas de distribución del Nivel de Tensión 2, para el OR j .

$CAAE_{j,OA}$: Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos correspondientes a otros activos del Nivel de Tensión 2, diferentes de líneas de distribución, de acuerdo con lo reportado en los formatos de Unidades Constructivas del Anexo No. 3 de esta Resolución, por parte del OR j .

$Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j .

A partir de este cálculo la Comisión establecerá los Cargos Máximos Eficientes, con base en los criterios indicados en el Anexo No. 8 de esta Resolución, obteniendo:

$$CDOE_{j,2} = \min\{CDO_{j,2}, CDO^*_{j,2}\}$$

donde:

$CDOE_{j,2}$: Cargo Máximo Eficiente para los otros activos eléctricos diferentes de líneas de distribución (\$/kWh).

$CDO_{j,2}$: Cargo que remunera la inversión de otros activos diferentes de líneas de distribución del Nivel de Tensión 2, para el OR j (\$/kWh).

$CDO^*_{j,2}$: Cargo Medio Eficiente calculado para los otros activos eléctricos diferentes de líneas de distribución (\$/kWh), según la metodología contenida en el Anexo No. 8 de esta Resolución.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Cargo Máximo para el Nivel de Tensión 2:

Para estimar el Costo Máximo del Nivel de Tensión 2 (\$/kWh), se utiliza la siguiente expresión:

$$CM_{j,2} = CDOE_{j,2} + CDRE_{j,2} * \frac{ERu_{j,2}}{Eu_{j,2}} + CDUE_{j,2} * \left(1 - \frac{ERu_{j,2}}{Eu_{j,2}}\right) + \frac{CAN3_{j,2} + O_{j,2}}{Eu_{j,2}}$$

donde:

- $CDOE_{j,2}$: Cargo Máximo Eficiente para los otros activos eléctricos diferentes de líneas de distribución (\$/kWh).
- $CDRE_{j,2}$: Cargo Máximo Eficiente a reconocer al OR j , para líneas rurales (\$/kWh).
- $CDUE_{j,2}$: Cargo Máximo Eficiente a reconocer al OR j , para líneas urbanas (\$/kWh).
- $ERu_{j,2}$: Energía Rural útil del OR j .
- $Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j .
- $CAN3_{j,2}$: Costo Acumulado del Nivel de Tensión 3, asignable al Nivel de Tensión 2, del OR j . Este costo se calcula así:

$$CAN3_{j,2} = CA_{j,3} * \frac{ES_{j,3 \rightarrow 2}}{ES_{j,3}}$$

donde:

- $CA_{j,3}$: Costo Anual Equivalente para remunerar los activos del nivel 3 del Operador de Red j . Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.
- $ES_{j,3 \rightarrow 2}$: Energía anual que sale del Nivel de Tensión 3 hacia el Nivel de Tensión 2, para el Operador de Red j . Esta energía corresponde a la reportada por el OR en cumplimiento de las disposiciones del Anexo No. 7 de la presente Resolución.
- $ES_{j,3}$: Energía total anual que sale del Nivel de Tensión 3, para el Operador de Red j . Esta energía corresponde a la reportada por el OR en cumplimiento de las disposiciones del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$O_{j,2}$: Pago anual por uso de SRT o SDL que el OR j hace a otros OR por concepto conexiones en el Nivel de Tensión 2, determinado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$O_{j,2} = \sum_{k=1}^{NC_j} CD_{j,k} * EI_{j,k}$$

donde:

NC_j : Número de conexiones del OR j con otros OR, que inyectan energía en el Nivel de Tensión 2 del OR j .

$CD_{j,k}$: Cargos Máximos del Nivel de Tensión 2 aprobados a otros OR, aplicables a la conexión k del OR j .

$EI_{j,k}$: Energía que importó el OR j , a través de su conexión k con otro OR.

3. Cálculo de cargo máximo del Nivel de Tensión 1

Para cada Operador de Red se establece un Cargo Máximo de Nivel de Tensión 1 aplicable a usuarios conectados a redes subterráneas y otro para aplicable a usuarios conectados a redes aéreas.

El Cargo Máximo aplicable a redes aéreas ($CM_{a,j,1}$) se determina de conformidad con la siguiente expresión:

$$CM_{a,j,1} = CME_r * TDr_j + CM_u * (1 - TDr_j)$$

donde:

CME_r : Cargo Máximo eficiente reconocido para redes rurales. Su valor es 35.5369 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

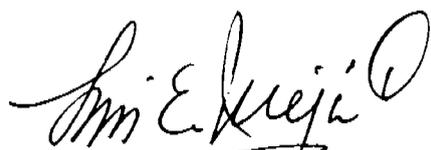
TDr_j : Proporción entre el número de habitantes rurales según la clasificación del DANE y el número total de habitantes en los municipios servidos por el sistema del OR. Esta distribución por OR se presenta en el Anexo No. 13

CME_u : Cargo Máximo eficiente reconocido para redes urbanas. Su valor es 10.1271 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

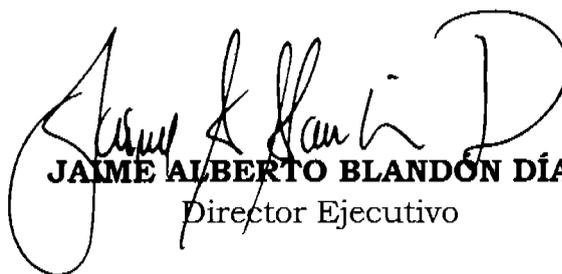
El Cargo Máximo aplicable a redes subterráneas ($CM_{s,j,1}$) será igual a 25.5319 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En caso de Operadores de Red sobre sistemas nuevos, que se constituyan con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, conjuntamente con la solicitud de aprobación de cargos por uso de STR o SDL, el OR respectivo deberá reportar el listado de municipios a atender.



LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 3

LISTADO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE STR Y SDL, EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2 Y DE LAS CONEXIONES AL STN.

ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS A LOS MÓDULOS COMUNES Y MÓDULOS DE BARRAJE

1. Listado de Unidades Constructivas de Conexiones al STN, y STR, SDL en los niveles de tensión 4, 3 y 2.

Las Unidades Constructivas establecidas por la Comisión contienen los equipos y accesorios que permiten a los OR cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG. Cuando un OR no tenga los elementos completos de una Unidad Constructiva, deberá indicarlo en las observaciones del registro correspondiente en el reporte de información a la Base de Datos de la Comisión, y debe asumir los riesgos del pago de compensaciones a sus usuarios por fallas en la prestación del servicio, por este motivo. Sin embargo, se hace una excepción a esta regla para el caso de las líneas monofásicas del nivel de tensión 2 que no tengan neutro, las cuales se valorarán al 40% del valor establecido de la respectiva Unidad Constructiva, como una señal a los OR, para que instalen el neutro respectivo.

Por otra parte, el valor que se reconocerá para el caso de líneas sobrepuestas del nivel de tensión 2, es el equivalente al 60% del valor de la Unidad Constructiva correspondiente.

Las Unidades Constructivas de Bahías de Conexión de Equipos de Compensación se asimilan a las Unidad Constructiva de Bahía de Línea para la respectiva configuración y nivel de tensión.

Solamente se debe considerar una Unidad Constructiva de Módulo Común por subestación, el cual corresponde al nivel de tensión más alto de la subestación.

Adicionalmente a lo anterior, para la clasificación de los activos en las unidades constructivas se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Son activos del Nivel de Tensión 4 las líneas con tensiones de operación que pertenecen a este Nivel de Tensión, en las cuales se incluyen, en forma excepcional, los activos de 57.5 kV.
- Pertenecen al Nivel de Tensión 4 todas las unidades constructivas que sirven en forma exclusiva este Nivel de Tensión, tales como: bahías de líneas, módulos comunes de subestación, los módulos de barraje, sistema de control de la subestación, módulos de compensación y las bahías de conexión correspondientes, bahías de maniobra, etc.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Las bahías de transformación, distintas a las asociadas a los transformadores de conexión al STN, se asocian al Nivel de Tensión del secundario del transformador (o niveles de tensión del secundario y terciario en caso de los transformadores tridevanados).
- Se considerarán como activos de conexión al STN las siguientes unidades constructivas: la Bahía de Transformador con tensión mayor o igual a 220 kV, el Transformador con una tensión primaria mayor o igual a 220 kV y, secundaria, cualquier tensión y la Bahía de Transformador del lado de baja.

Unidades Constructivas "Módulos de Transformador de Conexión al STN" & Otros

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 1999)	Factor de Instalación	Valor Instalado y Actualizado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N5S1	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de transferencia, 500 kV	2,218,910,665	190%	4,215,930,263	25
2	N5S2	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 500 kV	2,782,279,029	190%	5,286,330,154	25
3	N5S3	Bahía de Transformador, barra sencilla, 230 kV	762,366,423	205%	1,562,851,167	25
4	N5S4	Bahía de Transformador, barra principal y transferencia, 230 kV	855,476,808	205%	1,753,727,455	25
5	N5S5	Bahía de Transformador, doble barra, 230 kV	854,024,426	205%	1,750,750,074	25
6	N5S6	Bahía de Transformador, doble barra más transferencia, 230 kV	908,135,231	205%	1,861,677,223	25
7	N5S7	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de by pass, 230 kV	949,775,544	205%	1,947,039,865	25
8	N5S8	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 230 kV	1,000,392,603	205%	2,050,804,837	25
9	N5S9	Bahía de Transformador, anillo, 230 kV	847,810,783	205%	1,738,012,105	25
10	N5S10	Módulo Común activos de conexión al STN (1)	302,435,760	199%	601,847,162	25
11	N5S11	Centro de Supervisión y Control para activos de conexión al STN (1)	100,811,920	199%	200,615,721	10

Nota (1): Corresponde al valor de elementos no remunerados en el Módulo Común del STN

Unidades Constructivas de Centros de Control & Calidad

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valores Globales Reconocidos Equipos Instalados (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	CCS1	Scada tipo 1 (Hasta 5.000 señales)	985,000,000	10
2	CCS2	Scada tipo 2 (Mayor de 5.000 y hasta 10.000 señales)	2,600,000,000	10
3	CCS3	Scada tipo 3 (Mayor de 10.000 señales)	5,160,000,000	10
4	CCS4	Sistema de Manejo de Energía: EMS	1,146,000,000	10
5	CCS5	Sistema de Gestión de Distribución: DMS	690,000,000	10
6	CCS6	Sistema de Información Geográfico: GIS	2,290,000,000	10
7	CCS7	Enlace ICCP	550,000,000	10
8	CCS8	Sistemas de Medida y Calidad (DES-FES)	1,080,000	15
9	CCS9	Sistemas de Medida y Calidad (Eq. de Reg Calidad de Potencia)	19,248,000	15
10	CCS10	Módulo Común de Centro de Control	1,150,000,000	25

Nota: Las unidades CCS8 y CCS9 corresponden a los equipos de registro correspondientes

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 4

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N4S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	410,189,268	199%	816,277,000	25
2	N4S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	325,946,016	199%	648,633,000	25
3	N4S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	436,769,935	199%	869,172,000	25
4	N4S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	351,084,156	199%	698,657,000	25
5	N4S5	Bahía de línea, configuración barra doble con by pass -tipo convencional-	468,974,761	199%	933,260,000	25
6	N4S6	Bahía de transformador, configuración barra doble con by pass -tipo convencional-	383,288,982	199%	762,745,000	25
7	N4S7	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	436,769,935	199%	869,172,000	25
8	N4S8	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	351,084,156	199%	698,657,000	25
9	N4S9	Bahía de línea, configuración interruptor y medio -tipo convencional-	528,243,005	199%	1,051,204,000	25
10	N4S10	Bahía de transformador, configuración interruptor y medio -tipo convencional-	486,383,146	199%	967,902,000	25
11	N4S11	Bahía de línea, configuración en anillo -tipo convencional-	433,975,841	199%	863,612,000	25
12	N4S12	Bahía de transformador, configuración en anillo -tipo convencional-	392,115,982	199%	780,311,000	25
13	N4S13	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)-	1,794,868,483	199%	3,571,788,000	25
14	N4S14	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)-	1,757,356,826	199%	3,497,140,000	25
15	N4S15	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)-	1,806,002,014	199%	3,593,944,000	25
16	N4S16	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)-	1,755,479,662	199%	3,493,405,000	25
17	N4S17	Bahía de Maniobra, (Acople, Transferencia o Seccionamiento) -tipo convencional-	319,979,096	199%	636,758,000	25
18	N4S18	Bahía de Maniobra, -tipo encapsulada (SF6)-	1,674,096,491	199%	3,331,452,000	25
19	N4S19	Protección Diferencial Tipo 1 barra sencilla	65,653,763	199%	130,651,000	25
20	N4S20	Protección Diferencial Tipo 1 Otras configuraciones diferentes a barra sencilla	94,971,702	199%	188,994,000	25
21	N4S21	Protección Diferencial Tipo 2 barra sencilla	99,547,189	199%	198,099,000	25
22	N4S22	Protección Diferencial Tipo 2 Otras configuraciones diferentes a barra sencilla	164,580,042	199%	327,514,000	25
23	N4S23	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra sencilla - tipo convencional -	67,197,789	199%	133,724,000	25
24	N4S24	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra sencilla - tipo convencional -	97,753,424	199%	194,529,000	25
25	N4S25	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra doble - tipo convencional-	123,998,203	199%	246,756,000	25
26	N4S26	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra doble - tipo convencional-	179,628,970	199%	357,462,000	25
27	N4S27	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra doble con by pass - tipo convencional -	123,998,203	199%	246,756,000	25
28	N4S28	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra doble con by pass - tipo convencional -	179,628,970	199%	357,462,000	25
29	N4S29	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	90,503,443	199%	180,102,000	25
30	N4S30	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	146,134,210	199%	290,807,000	25
31	N4S31	Módulo de barraje tipo 1, configuración interruptor y medio - tipo convencional-	60,775,841	199%	120,944,000	25
32	N4S32	Módulo de barraje tipo 2, configuración interruptor y medio - tipo convencional-	93,961,292	199%	186,983,000	25
33	N4S33	Módulo de barraje tipo 1, configuración en anillo - tipo convencional-	60,775,841	199%	120,944,000	25
34	N4S34	Módulo de barraje tipo 2, configuración en anillo - tipo convencional-	93,961,292	199%	186,983,000	25
35	N4S35	Módulo común tipo 1, - tipo convencional o encapsulada- Cualquier configuración	519,078,667	199%	2,891,973,000	25
36	N4S36	Módulo común tipo 2, - tipo convencional o encapsulada- Cualquier configuración	559,121,620	199%	3,445,538,000	25
37	N4S37	Sistema de control de la subestación (Sub 115 kv/34.5 kv) o (Sub 115kv/ 13.8 kv)	190,740,735	199%	379,574,000	10

Nota: En las Unidades Constructivas 35 y 36 (Módulo Común) el factor de instalación aplica al equipo eléctrico, excluida la edificación.
 Los costos de las edificaciones que han sido reconocidos son:
 Edificio de control y Obras Civiles Tipo 1 1,859,006,000
 Edificio de control y Obras Civiles Tipo 2 2,332,886,000

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N3S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	205,517,319	204%	419,255,000	25
2	N3S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	204,430,536	204%	417,038,000	25
3	N3S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	219,669,571	204%	448,126,000	25
4	N3S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	218,582,788	204%	445,909,000	25
5	N3S5	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	219,669,571	204%	448,126,000	25
6	N3S6	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	218,582,788	204%	445,909,000	25
7	N3S7	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)-	280,089,881	204%	571,383,000	25
8	N3S8	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)-	280,708,500	204%	572,645,000	25
9	N3S9	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)-	280,518,790	204%	572,258,000	25
10	N3S10	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)-	281,137,409	204%	573,520,000	25
11	N3S11	Celda de línea, subestación tipo Metalclad	140,376,016	204%	286,367,000	25
12	N3S12	Celda de transformador o acople, subestación tipo Metalclad	128,629,136	204%	262,403,000	25
13	N3S13	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 1	158,760,811	204%	323,872,000	25
14	N3S14	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 1	158,760,811	204%	323,872,000	25
15	N3S15	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 2	125,957,987	204%	256,954,000	25
16	N3S16	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 2	125,957,987	204%	256,954,000	25
17	N3S17	Bahía de línea, subestación Reducida	55,747,067	204%	113,724,000	25
18	N3S18	Bahía de transformador, subestación Reducida	55,747,067	204%	113,724,000	25
19	N3S19	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo convencional-	198,624,852	204%	401,115,000	25
20	N3S20	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo encapsulada (SF6)-	247,238,943	204%	504,367,000	25
21	N3S21	Protección Diferencial, Barra sencilla, Tipo 1 o Tipo 2	100,786,717	204%	205,605,000	25
22	N3S22	Protección Diferencial, Otras configuraciones diferentes a Barra sencilla, Tipo 1 o Tipo 2	100,786,717	204%	205,605,000	25
23	N3S23	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 1-	43,669,158	204%	89,085,000	25
24	N3S24	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 2	55,698,036	204%	113,624,000	25
25	N3S25	Módulo de barraje para barra doble -tipo 1-	83,797,984	204%	170,948,000	25
26	N3S26	Módulo de barraje para barra doble -tipo 2-	110,410,864	204%	225,238,000	25
27	N3S27	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 1-	59,369,423	204%	121,114,000	25
28	N3S28	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 2-	85,982,303	204%	175,404,000	25
29	N3S29	Módulo de barraje para Convencional Reducida	42,782,746	204%	87,277,000	25
30	N3S30	Módulo común tipo 1 - tipo convencional o encapsulada o metalclad-	377,529,185	204%	1,702,130,000	25
31	N3S31	Módulo común tipo 1 - Convencional reducida	386,823,356	204%	1,027,815,000	25
32	N3S32	Módulo común tipo 1 - Reducida	58,654,208	204%	155,459,000	25
33	N3S33	Módulo común tipo 2 - tipo convencional o encapsulada o metalclad-	168,392,565	204%	1,463,317,000	25
34	N3S34	Sistema de Control de la Subestación (Sub 34.5 kv/13.8 kv)	190,740,735	204%	389,111,000	10

Nota: En las Unidades Constructivas 30, 31, 32 y 33 (Módulo Común) el factor de instalación aplica al equipo eléctrico, excluida la edificación.
 Los costos de las edificaciones que han sido reconocidos son:
 Edificio de control y Obras Civiles: Convencional, Encapsulada, Metal clad Tipo 1 930,725,000
 Edificio de control y Obras Civiles: Convencional Reducida Tipo 1 238,695,000
 Edificio de control y Obras Civiles: Reducida Tipo 1 35,804,000
 Edificio de control y Obras Civiles: Convencional, Encapsulada, Metal clad Tipo 2 1,119,796,000

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 2

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N2S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	179,089,833	202%	361,761,000	25
2	N2S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	177,366,865	202%	358,281,000	25
3	N2S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	189,299,720	202%	382,385,000	25
4	N2S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	187,576,753	202%	378,905,000	25
5	N2S5	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	189,299,720	202%	382,385,000	25
6	N2S6	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	187,576,753	202%	378,905,000	25
7	N2S7	Bahía de línea, subestación Reducida	37,893,459	202%	76,545,000	25
8	N2S8	Bahía de Acople o Seccionamiento (configuraciones en que aplica) -tipo convencional-	174,957,667	202%	353,414,000	25
9	N2S9	Celda de salida de Circuito, barra sencilla -Sub. Metalclad-	88,499,119	202%	178,768,000	25
10	N2S10	Celda de llegada de Transformador, barra sencilla -Sub. Metalclad-	90,678,031	202%	183,170,000	25
11	N2S11	Celda de Interconexión o de acople, barra sencilla -Sub. Metalclad-	85,974,238	202%	173,668,000	25
12	N2S12	Celda de Medida o Auxiliares, barra sencilla -Sub. Metalclad-	79,277,119	202%	160,140,000	25
13	N2S13	Gabinete protección de barras -Sub. Metalclad	130,336,065	202%	263,279,000	25
14	N2S14	Ducto de Barras o Cables llegada transformador, barra sencilla -Sub. Metalclad-	62,019,951	202%	125,280,000	25
15	N2S15	Celda de salida de Circuito, doble barra -Sub. Metalclad-	94,679,806	202%	191,253,000	25
16	N2S16	Celda de llegada de Transformador, doble barra -Sub. Metalclad-	97,076,609	202%	196,095,000	25
17	N2S17	Celda de interconexión o de acople, doble barra -Sub. Metalclad-	91,902,437	202%	185,643,000	25
18	N2S18	Celda de Medida o Auxiliares, doble barra -Sub. Metalclad-	84,535,606	202%	170,762,000	25
19	N2S19	Ducto de Barras o Cables llegada transformador, doble barra -Sub. Metalclad-	62,019,951	202%	125,280,000	25
20	N2S20	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 1-	33,535,016	202%	67,851,000	25
21	N2S21	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 2-	43,678,254	202%	88,230,000	25
22	N2S22	Módulo de barraje para barra doble -tipo 1-	68,681,007	202%	138,736,000	25
23	N2S23	Módulo de barraje para barra doble -tipo 2-	95,616,669	202%	193,146,000	25
24	N2S24	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 1-	68,681,007	202%	138,736,000	25
25	N2S25	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 2-	95,616,669	202%	193,146,000	25
26	N2S26	Módulo de barraje subestación reducida	22,815,479	202%	46,087,000	25

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 4

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N4L1	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	44,014,182	281%	123,680,000	25
2	N4L2	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	57,724,791	281%	162,207,000	25
3	N4L3	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	36,679,606	281%	103,070,000	25
4	N4L4	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	49,303,119	281%	138,542,000	25
5	N4L5	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 1	75,726,404	281%	212,791,000	25
6	N4L6	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 2	85,992,036	281%	241,638,000	25
7	N4L7	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 1	60,338,839	281%	169,552,000	25
8	N4L8	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 2	70,604,471	281%	198,399,000	25
9	N4L9	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	85,941,099	281%	241,494,000	25
10	N4L10	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	110,951,620	281%	311,774,000	25
11	N4L11	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	61,405,618	281%	172,550,000	25
12	N4L12	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	84,294,762	281%	236,868,000	25
13	N4L13	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 1	97,944,591	281%	275,224,000	25
14	N4L14	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 2	118,475,855	281%	332,917,000	25
15	N4L15	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 1	79,211,903	281%	222,585,000	25
16	N4L16	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 2	99,743,167	281%	280,278,000	25
17	N4L17	km de Línea: Circuito sencillo - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 1	104,996,229	281%	295,039,000	25
18	N4L18	km de Línea: Circuito sencillo - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 2	115,261,861	281%	323,886,000	25
19	N4L19	km de Línea: Circuito doble - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 1	158,145,345	281%	444,388,000	25
20	N4L20	km de Línea: Circuito doble - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 2	178,676,609	281%	502,081,000	25
21	N4L21	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana - Cable (750 MCM - 1000 MCM)	1,516,073,806	170%	2,577,780,000	25

Notas

Conductores para valoración
 Conductor Tipo 1 336 MCM
 Conductor Tipo 2 795 MCM
 Conductores menores a 605 MCM son tipo 1, mayores o iguales a 605 MCM son tipo 2

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N3L1	km de Línea: Circuito sencillo - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	23,976,959	206%	49,393,000	25
2	N3L2	km de Línea: Circuito sencillo - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	33,325,737	206%	68,651,000	25
3	N3L3	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1	35,422,625	206%	72,971,000	25
4	N3L4	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2	41,187,997	206%	84,847,000	25
5	N3L5	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1	19,469,112	192%	37,381,000	25
6	N3L6	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2	25,203,609	192%	48,391,000	25
7	N3L7	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	54,049,515	216%	116,747,000	25
8	N3L8	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	65,580,260	216%	141,653,000	25
9	N3L9	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	41,399,400	197%	81,557,000	25
10	N3L10	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	52,930,145	197%	104,272,000	25
11	N3L11	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 3F (*)	83,328,684	165%	137,489,000	25
12	N3L12	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 semiaislado 3F (*)	108,845,963	165%	179,266,000	25
13	N3L13	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 750 MCM cu)	462,828,785	170%	786,469,000	25
14	N3L14	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 500 MCM cu)	361,293,166	170%	614,198,000	25
15	N3L15	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 350 MCM cu)	287,170,562	170%	489,108,000	25
16	N3L16	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	240,490,701	170%	408,834,000	25
17	N3L17	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 1/0 MCM cu)	194,118,854	170%	330,002,000	25
18	N3L18	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 750 MCM cu)	823,043,301	170%	1,399,174,000	25
19	N3L19	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 500 MCM cu)	620,372,064	170%	1,054,633,000	25
20	N3L20	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 350 MCM cu)	472,415,095	170%	803,106,000	25
21	N3L21	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	377,975,333	170%	642,558,000	25
22	N3L22	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 1/0 MCM cu)	285,091,468	170%	484,655,000	25

Notas

Conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG son tipo 1, mayores al No. 2/0 AWG son tipo 2 para conductores diferentes al cobre
 Conductores menores o iguales al No. 2 AWG son tipo 1, mayores al No. 2 AWG son tipo 2 para conductores de cobre
 (*) Conductor semi-aislado: sin pantalla

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 2

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N2L1	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 3F + N	26,312,185	187%	49,204,000	25
2	N2L2	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 3F + N	33,999,348	187%	63,579,000	25
3	N2L3	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 3F	22,558,665	180%	40,606,000	25
4	N2L4	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 3F	28,324,038	180%	50,983,000	25
5	N2L5	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 2F + N	24,162,262	180%	43,492,000	25
6	N2L6	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 2F + N	29,927,635	180%	53,870,000	25
7	N2L7	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 2F	19,403,750	186%	36,091,000	25
8	N2L8	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 1F + N	21,007,347	186%	39,074,000	25
9	N2L9	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 3F + N	12,659,004	215%	27,217,000	25
10	N2L10	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 3F + N	20,346,167	215%	43,744,000	25
11	N2L11	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 3F	10,614,551	211%	22,397,000	25
12	N2L12	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 3F	16,379,923	211%	34,562,000	25
13	N2L13	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 2F + N	11,196,802	211%	23,629,000	25
14	N2L14	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 2F + N	16,964,174	211%	35,794,000	25
15	N2L15	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 2F	8,800,741	222%	19,538,000	25
16	N2L16	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 1F + N	9,384,991	222%	20,835,000	25
17	N2L17	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 3F+N (*)	44,311,052	186%	82,419,000	25
18	N2L18	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 semiaislado 3F+N (*)	55,468,408	186%	103,171,000	25
19	N2L19	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 1F+N (*)	28,097,385	186%	52,261,000	25
20	N2L20	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Aislada 100% 3F	65,545,470	183%	119,948,000	25
21	N2L21	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 500 MCM cu)	319,492,316	176%	562,306,000	25
22	N2L22	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 350 MCM cu)	259,546,949	176%	456,803,000	25
23	N2L23	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	212,847,047	176%	374,611,000	25
24	N2L24	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 1/0 AWG cu)	168,613,782	176%	296,760,000	25
25	N2L25	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares No 2 AWG cu)	155,471,484	176%	273,630,000	25
26	N2L26	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 500 MCM cu)	527,693,497	176%	928,741,000	25
27	N2L27	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 350 MCM cu)	407,802,762	176%	717,733,000	25
28	N2L28	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	314,402,959	176%	553,349,000	25
29	N2L29	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 1/0 AWG cu)	225,936,429	176%	397,648,000	25
30	N2L30	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares No 2 AWG cu)	199,651,834	176%	351,387,000	25
31	N2L31	km de Línea: Circuito monofásico - Subterránea - Urbana (1 Cable Monopolar 1/0 AWG cu)	74,526,653	176%	131,167,000	25
32	N2L32	km de Línea: Circuito monofásico - Subterránea - Urbana (1 Cable Monopolar No. 2 AWG cu)	70,145,887	176%	123,457,000	25

Notas:

Conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG son tipo 1, mayores al No. 2/0 AWG son tipo 2 para conductores diferentes al cobre

Conductores menores o iguales al No. 2 AWG son tipo 1, mayores al No. 2 AWG son tipo 2 para conductores de cobre

(*) Conductor semi-aislado: sin pantalla

Unidades Constructivas de Transformadores de Conexión al STN & Transformadores de STR y/o SDL

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001 por kVA)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001 por kVA)	Vida Útil
1	Trafo Cnx 1	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 10 a 20 MVA	18,457	190%	35,000	25
2	Trafo Cnx 2	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 20 a 40 MVA	18,457	190%	35,000	25
3	Trafo Cnx 3	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 80 MVA	16,980	190%	32,000	25
4	Trafo Cnx 4	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 81 a 120 MVA	13,473	190%	26,000	25
5	Trafo Cnx 5	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 121 a 150 MVA	11,997	190%	23,000	25
6	Trafo Cnx 6	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 20 a 40 MVA	18,098	190%	34,000	25
7	Trafo Cnx 7	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 80 MVA	14,765	190%	28,000	25
8	Trafo Cnx 8	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 81 a 120 MVA	11,997	190%	23,000	25
9	Trafo Cnx 9	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final mayor a 121 MVA	9,228	190%	18,000	25
10	Trafo Cnx 10	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 6.1 a 10 MVA	38,759	190%	74,000	25
11	Trafo Cnx 11	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 11 a 15 MVA	31,007	190%	59,000	25
12	Trafo Cnx 12	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 16 a 20 MVA	24,732	190%	47,000	25
13	Trafo Cnx 13	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 21 a 30 MVA	22,148	190%	42,000	25
14	Trafo Cnx 14	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 31 a 40 MVA	20,856	190%	40,000	25
15	Trafo Cnx 15	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 41 a 80 MVA	15,135	190%	29,000	25
16	Trafo Cnx 16	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 81 a 120 MVA	13,289	190%	25,000	25
17	Trafo Cnx 17	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final mayor a 120 MVA	12,181	190%	23,000	25
18	Trafo Cnx 18	Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 0.5 a 2.5 MVA	22,148	190%	42,000	25
19	Trafo Cnx 19	Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 2.6 a 6 MVA	20,302	190%	39,000	25
20	Trafo Cnx 20	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 6.1 a 10 MVA	23,580	190%	45,000	25
21	Trafo Cnx 21	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 11 a 15 MVA	22,673	190%	43,000	25
22	Trafo Cnx 22	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 16 a 20 MVA	21,403	190%	41,000	25
23	Trafo Cnx 23	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 21 a 30 MVA	19,590	190%	37,000	25
24	Trafo Cnx 24	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final mayor a 31 MVA	18,139	190%	34,000	25

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001 por kVA)	Vida Útil
25	Trafo Cnx 25	Transformador de Aterrizamiento	130,024,465	190%	247,046,000	25

Nota: Para tamaños de transformadores con capacidades inferiores al primer rango especificado, se aplica el índice de costo del primer rango

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de Equipos de Compensación

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001 por KVAR)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001 por KVAR)	Vida Útil
1	N4CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 11 a 20 MVAR	14,893	190%	28,000	25
2	N4CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 21 a 30 MVAR	12,143	190%	23,000	25
3	N4CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 31 a 40 MVAR	9,279	190%	18,000	25
4	N3CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 3 a 20 MVAR	11,456	190%	22,000	25
5	N3CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 21 a 30 MVAR	9,508	190%	18,000	25
6	N3CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 31 a 40 MVAR	7,561	190%	14,000	25
7	N2CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 150 kVAR	48,802	190%	93,000	25
8	N2CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 300 kVAR	48,802	190%	93,000	25
9	N2CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 450 kVAR	48,802	190%	93,000	25
10	N2CR4	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 600 kVAR	48,802	190%	93,000	25
11	N2CR5	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 900 kVAR	48,802	190%	93,000	25
12	N2CR6	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 1200 kVAR	48,802	190%	93,000	25
13	N2CR7	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final mayor a 1200 kVAR	28,411	190%	54,000	25

Nota: Para tamaños de compensaciones con capacidades inferiores al primer rango especificado, se aplica el índice de costo del primer rango

Unidades Constructivas de Equipos del nivel de tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N3EQ1	Equipo de medida (Resolución CREG 099 de 1997)	297,853	180%	536,000	15
2	N3EQ2	Juego de cortacircuitos de expulsión	458,236	130%	596,000	25
3	N3EQ3	Juego de cuchillas para operación sin carga nivel de tensión 3 (36 kV, 46 kV)	1,777,535	130%	2,311,000	25
4	N3EQ4	Juego de pararrayos nivel de tensión 3	769,306	120%	923,000	25
5	N3EQ5	Juego de pararrayos nivel de tensión 3 (44kV)	6,892,218	120%	8,031,000	25
6	N3EQ6	Juego de seccionadores tripolar bajo carga nivel de tensión 3 (36kV)	17,231,400	120%	20,678,000	25
7	N3EQ7	Reconector 36 kV	32,802,476	120%	39,363,000	25
8	N3EQ8	Reconector 36 kV telecomandado	68,464,563	120%	82,157,000	25
9	N3EQ9	Regulador 36 kV	100,854,862	120%	121,026,000	25
10	N3EQ10	Seccionador manual (seccionador bajo carga) 400A	13,747,080	120%	16,496,000	25
11	N3EQ11	Seccionador eléctrico, 400A	16,496,496	120%	19,796,000	25
12	N3EQ12	Seccionador con control inteligente, 400A	21,766,210	120%	26,119,000	25
13	N3EQ13	Transición aérea - subterránea	3,720,876	140%	5,209,000	25
14	N3EQ14	Transición aérea - subterránea (44 kV)	4,837,139	140%	6,772,000	25

Unidades Constructivas de Equipos del nivel de tensión 2

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo tres vías	2,604,750	120%	3,126,000	25
2	N2EQ2	Caja de maniobra de dos vías 15 kV, sumergible	25,202,980	120%	30,244,000	25
3	N2EQ3	Caja de maniobra de tres vías 15 kV, sumergible	27,494,160	120%	32,993,000	25
4	N2EQ4	Caja de maniobra de cuatro vías 15 kV, sumergible	29,785,340	120%	35,742,000	25
5	N2EQ5	Caja de maniobra de cinco vías 15 kV, sumergible	32,076,520	120%	38,492,000	25
6	N2EQ6	Caja de maniobra de seis vías 15 kV, sumergible	34,367,700	120%	41,241,000	25
7	N2EQ7	Control de bancos de capacitores	1,053,943	120%	1,265,000	25
8	N2EQ8	Banco de condensadores montaje en poste 150 kVAR	5,617,973	120%	6,742,000	25
9	N2EQ9	Banco de condensadores montaje en poste 300 kVAR	6,270,960	120%	7,525,000	25
10	N2EQ10	Banco de condensadores montaje en poste 450 kVAR	7,306,153	120%	8,767,000	25
11	N2EQ11	Banco de condensadores montaje en poste 600 kVAR	10,954,961	120%	13,146,000	25
12	N2EQ12	Banco de condensadores montaje en poste 900 kVAR	21,706,388	120%	26,048,000	25
13	N2EQ13	Cortacircuitos 15 kV monofásico	114,835	150%	172,000	25
14	N2EQ14	Equipo de medida (Resolución CREG 099 de 1997)	297,853	180%	536,000	15
15	N2EQ15	Indicador falla monofásico	343,677	120%	412,000	25
16	N2EQ16	Juego de cortacircuitos 15 kV trifásico	411,613	130%	535,000	25
17	N2EQ17	Juego de cuchillas para operación sin carga	1,206,751	140%	1,689,000	25
18	N2EQ18	Pararrayos monofásicos	117,850	140%	165,000	25
19	N2EQ19	Juego de pararrayos trifásicos 15 kV en Poste	261,195	140%	366,000	25
20	N2EQ20	Juego de pararrayos subterráneos trifásicos	1,690,500	140%	2,367,000	25
21	N2EQ21	Juego de seccionadores trifásico bajo carga	12,701,000	120%	15,241,000	25
22	N2EQ22	Reguladores de voltaje trifásicos de distribución	97,642,901	120%	117,171,000	25
23	N2EQ23	Reconector 15 KV 100 A Monofásico + control	11,455,900	120%	13,747,000	25
24	N2EQ24	Reconector 15 KV 200 A Trifásico + control	21,078,856	120%	25,295,000	25
25	N2EQ25	Reconector 15 KV 400 A Trifásico + control	22,911,800	120%	27,494,000	25
26	N2EQ26	Reconector 15 KV 600 A Trifásico + control	25,202,980	120%	30,244,000	25
27	N2EQ27	Reconector 15 KV 600 A Trifásico telecomandado	28,639,750	120%	34,368,000	25
28	N2EQ28	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA	25,202,980	120%	30,244,000	25
29	N2EQ29	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA	32,122,344	120%	38,547,000	25
30	N2EQ30	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA	38,491,824	120%	46,190,000	25
31	N2EQ31	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA	61,816,036	120%	74,179,000	25
32	N2EQ32	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA	99,276,829	120%	119,132,000	25
33	N2EQ33	Seccionador monopolar 14.4 kV	300,000	140%	420,000	25
34	N2EQ34	Seccionador trifásico vacío	27,851,947	120%	33,422,000	25
35	N2EQ35	Seccionador con control inteligente, 400A	16,496,496	120%	19,796,000	25
36	N2EQ36	Seccionador eléctrico, 400A	12,601,490	120%	15,122,000	25
37	N2EQ37	Seccionador manual (seccionador bajo carga) 400A	11,226,782	120%	13,472,000	25
38	N2EQ38	Swiche de transferencia en SF6	39,885,950	120%	47,863,000	25
39	N2EQ39	Swiche de transferencia en SF6 telecomandado	77,212,766	120%	92,655,000	25
40	N2EQ40	Swiche interrupción en aire bajo carga	5,317,722	120%	6,381,000	25
41	N2EQ41	Transición aérea - subterránea - trifásica	2,317,834	130%	3,013,000	25
42	N2EQ42	Transición aérea - subterránea - monofásica	927,134	130%	1,205,000	25

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2. Áreas típicas reconocidas a los módulos comunes y módulos de barraje.

AREAS DE TERRENOS RECONOCIDAS A LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LOS STR Y SDL

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 4	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Seccionamiento, Transferencia (m²)	Módulo Común tipo 1 (m²)	Módulo Común tipo 2 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m²)
Barra Sencilla	650	650		1750	3500	950	500
Doble Barra	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Doble Barra más By- Pass	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Barra Principal y Transferencia	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Interruptor y Medio	500	500		3500	3500	750	1450
Anillo	500	500		3500	3500	750	1450

Subestaciones Encapsuladas SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 4	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople (m²)	Módulo Común (m²)
Barra Sencilla	200	200		3500
Doble Barra y otras config.	200	200	200	3500

Subestaciones Convencionales Reducidas SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Modulo Común (m²)	Modulo de Barraje (m²)
Todas las configuraciones	50	60	400	130

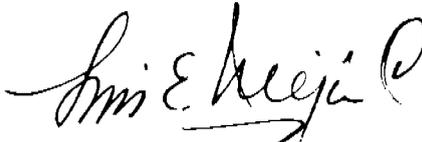
Subestaciones Encapsuladas SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Módulo Común (m²)
Todas las configuraciones	120	120	1000

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 2	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Transferencia (m²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m²)
Todas las configuraciones	20	20	20	120	240

AREAS DE TERRENOS RECONOCIDAS A LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN

SUBESTACIÓN 230 kV (m²)	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Transferencia (m²)	Bahía Seccionamiento (m²)	Módulo Común (m²)
Barra Sencilla	1200	1200		2000	1200
Barra Principal y Transferencia	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra más Transferencia	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra más By- Pass	1600	1600	2600	2600	3700
Interruptor y Medio	900	900			4000
Anillo	900	900			4000
Doble Barra Encapsulada	160	80	80	80	900

SUBESTACIÓN 500 kV	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Transferencia (m²)	Bahía Seccionamiento (m²)	Módulo Común (m²)
Doble Barra más Transferencia	3600	3600	3600	2100	6500
Interruptor y Medio	3600	3600			6500


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
 Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 4

APROBACIÓN, ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS POR USO DE LOS STR O SDL, Y ASIGNACIÓN DE LOS INGRESOS REQUERIDOS PARA REMUNERAR LOS SERVICIOS DE TRANSPORTE EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4, LOS CARGOS POR USO DE STR O SDL DE LOS NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3, Y LOS CARGOS POR CONEXIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN 1

1. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS MÁXIMOS DE STR, Y DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS MÁXIMOS ENTRE LOS OR.

1.1 Actualización, liquidación y recaudo de los cargos máximos por uso de STR

El Ingreso Anual para remunerar los activos de Nivel de Tensión 4 y el Ingreso Anual para remunerar los activos de conexión al STN de los OR, en un Sistema de Transmisión Regional, serán recaudados por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC), mediante la aplicación mensual de los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 4, a los Comercializadores que tengan Demanda Comercial en cada Sistema de Transmisión Regional R , así:

$$LC_{i,m,k,R} = DC_{i,m,R} * CUM4_{m,k,R}$$

donde:

$LC_{i,m,k,R}$: Liquidación por concepto de Cargos Máximos del Nivel de Tensión 4, en el Sistema de Transmisión Regional R , que se realizará al comercializador i , en el mes m del año k .

$DC_{i,m,R}$: Demanda del Comercializador i , en el Sistema de Transmisión Regional R , durante el mes $m-1$.

$CUM4_{m,k,R}$: Cargo Máximo (\$/kWh) del Nivel de Tensión 4, aplicable a los Comercializadores en el Sistema de Transmisión Regional R , en el mes m del año k . Este cargo se determinará así:

$$CUM4_{m,k,R} = CUM4_{k,R} * \frac{IPP_m}{IPP_L}$$

$CUM4_{k,R}$ Cargo Máximo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R , en el año k , calculado según la metodología descrita en el numeral 1 del Anexo No. 1 de la presente Resolución. Este cargo estará actualizado al mes de enero del año k . Para el primer año de aplicación de la presente metodología tarifaria, estará actualizado al mes anterior a la aplicación, por primera vez, de los cargos máximos por uso del Nivel de Tensión 4.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- IPP_m : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes $m-1$.
- IPP_L : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes enero del año k . Para el primer año de aplicación de la presente metodología tarifaria, corresponderá al Índice del mes anterior a la aplicación, por primera vez, de los cargos máximos por uso del Nivel de Tensión 4..

Para la liquidación de los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 4 en cada Sistema de Transmisión Regional R , se seguirá el procedimiento establecido para la liquidación de cargos por uso del STN, contenido en la Resolución 12 de 1995 y en aquellas que la modifican, sustituyan o complementen. Para este caso, también aplican todas las disposiciones vigentes en materia de garantías y limitación de suministro establecidas para la liquidación de cargos por uso del STN.

1.2 Distribución de los Ingresos Máximos para Remunerar Activos del Nivel de Tensión 4 y Conexiones al STN.

El LAC, mensualmente, distribuirá los ingresos recaudados por concepto de Cargos Máximos del Nivel de Tensión 4, entre los Operadores de Red que conforman cada Sistema de Transmisión Regional R , así:

$$IRD_{j,m,k,R} = RC_{m,R} * \frac{ITR_{j,k,R}}{ITR_{R,k}}$$

donde:

- $IRD_{j,m,k,R}$: Ingresos que se asignarán al OR j , del Sistema de Transmisión Regional R en el mes m del año k .
- $RC_{m,R}$: Monto total recaudado por el LAC en el mes m , por concepto de liquidación de Cargos por Uso del Nivel de Tensión 4 a los comercializadores del Sistema de Transmisión Regional R .
- $ITR_{j,k,R}$: Ingreso Total Anual Requerido por el OR j , del Sistema de Transmisión Regional R , en el año k , calculado según la metodología descrita en el numeral 1 del Anexo No. 1 de la presente Resolución.
- $ITR_{k,R}$: Ingreso Total Anual Requerido para el Sistema de Transmisión Regional R , en el año k , calculado según la metodología descrita en el numeral 1 del Anexo No. 1 de la presente Resolución.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Para la distribución de los Ingresos que se asignan a cada Operador de Red, se seguirá el procedimiento establecido para la distribución de Ingresos por Uso del STN, contenido en la Resolución 12 de 1995 y en aquellas que la modifican, sustituyan o complementen.

2. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS MÁXIMOS DE SDL

Actualización

Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2, se actualizarán mensualmente de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CD_{j,n,m} = CD_{j,n} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_m}{IPP_0}$$

donde:

- n*: Nivel de Tensión 3 ó 2.
- CD_{j,n,m}*: Cargo Máximo del Nivel de Tensión *n*, correspondiente al mes *m*, del OR *j*.
- CD_{j,n}*: Cargo Máximo del Nivel de tensión *n* aprobado por la CREG para el OR *j*. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.
- fp*: Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.42, según lo establecido en el Anexo No. 12 de la presente Resolución.
- a*: Número del año a partir de aquel en el que se aprobó, al Operador de Red, su Cargo Máximo del Nivel de Tensión *n*. Por ejemplo, *a* es igual a uno para el año 2003, para aquellos OR que obtengan aprobación de Cargo Máximo Acumulados para dicho año.
- IPP_m*: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes *m*-1.
- IPP₀*: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

Liquidación y Recaudo

Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2, serán liquidados y recaudados por OR a cada uno de los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema en los niveles de tensión 3 y 2, y a los OR que tomen energía de su sistema en los mismos niveles de tensión.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Usuarios Finales conectados a su sistema en los niveles de tensión 3 y 2, y a los OR que tomen energía de su sistema en los mismos niveles de tensión.

Estos cargos serán facturados por el OR a cada comercializador o OR dentro de los cinco (5) días siguientes al mes de consumo.

Los Comercializadores y OR, deberá pagar los valores facturados por el Operador de Red dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha en que conozca la respectiva factura emitida por el OR.

Estos plazos podrán ser modificados por acuerdo entre las partes.

3. LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS MÁXIMOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 1

Actualización

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, se actualizarán mensualmente de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CC_{1,i,m} = CC_{1,i} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_m}{IPP_0}$$

donde:

$CC_{1,j,m,a}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1 del OR j , actualizado al mes m del año a .

$CC_{1,i}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, aprobado por CREG para el OR j . Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

fp : Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.42, según lo establecido en el Anexo No. 12 de la presente Resolución.

a : Número del año a partir de aquel en el que se aprobó, al Operador de Red, los Cargos Máximo del Nivel de tensión 1. Por ejemplo, a es igual a uno para el año 2003, para aquellos OR que obtengan aprobación de Cargos Máximos para dicho año.

IPP_m : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes $m-1$.

IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Liquidación y Recaudo

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, serán liquidados y recaudados por el OR a cada uno los Comercializadores que atiendan Usuarios Finales conectados a su sistema y que no son propietarios de los respectivos Activos de Nivel de Tensión 1.

En el caso de que los Activos de Nivel de Tensión 1, no sean propiedad del OR, éste deberá reportar al Comercializador respectivo el listado de Usuarios Finales asociados a dichos Activos. El comercializador dejará de liquidar Cargo por Uso de Nivel de Tensión 1, a los usuarios respectivos, a partir del mes siguiente a la fecha de recepción de dicha información por parte del OR.

Cuando la propiedad de los Activos de Nivel de Tensión 1 sea compartida con el OR, éste deberá informar tal situación al comercializador quien liquidará, a partir del mes siguiente a la recepción de dicha información, el 50% del respectivo cargo Máximo del nivel 1 a los Usuarios Finales respectivos.

Estos Cargos, serán facturados por el OR a cada comercializador dentro de los cinco (5) días siguientes al mes de consumo.

Cada comercializador, deberá pagar los valores facturados por el Operador de Red, dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha en que conozca la respectiva factura emitida por el OR.

Estos plazos podrán ser modificados por acuerdo entre las partes.

4 CARGOS POR USO, POR NIVEL ES DE TENSIÓN, QUE SE UTILIZAN EN EL CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Nivel de Tensión 4

El Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4 ($Dt_{4,R}$), se determinará de conformidad con la siguiente expresión:

$$Dt_{4,R} = \frac{CM_{4,R}}{1 - PR_4}$$

donde:

$CM_{4,r}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 4, para la región R.

PR_4 : Factor de pérdidas eficiente, reconocido para el Nivel de Tensión 4. Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Nivel es de Tensión 3 y 2

Los Cargos Máximo de los nivel es de tensión 3 y 2 ($Dt_{n,R}$), se determinarán de conformidad con la siguiente expresión:

$$Dt_{n,R} = \frac{CM_{4,R}}{1 - PR_n} + CD_n$$

donde:

$CM_{4,r}$: Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4, para la región R.

PR_n : Factor de pérdidas acumuladas eficiente, reconocido para el Nivel de Tensión n . Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.

Cuando $n = 2$, el Factor de Pérdidas del OR j , se determinará así:

$$PR_{2,j} = (1 - TDr_j) * P_u + TDr_j * P_r$$

donde:

TDr_j : Proporción entre el número de habitantes rurales según la clasificación del DANE y el número total de habitantes en los municipios servidos por el sistema del OR. Esta distribución por OR se presenta en el Anexo No. 13

P_u : Pérdidas eficientes reconocidas para el Nivel de Tensión 2 en zonas urbanas. Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.

P_r : Pérdidas eficientes reconocidas para el Nivel de Tensión 2 en zonas rurales. Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.

CD_n : Cargo Máximo del Nivel de Tensión n .

Nivel de Tensión 1

El Cargo por Uso del Nivel de Tensión 1, se determinará de conformidad con la siguiente expresión:

$$Dt_{1,j,k,R} = \frac{CM_{4,R}}{1 - PR_{1,j}} + CD_{k,j} + CC_{1,j}$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $CM_{4,r}$: Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4, para la región R .
- $CD_{k,j}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión k , del Operador de Red j .
- $CC_{1,j}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1. Corresponde al Cargo de Máximo del Nivel de Tensión 1 aprobado para el respectivo Operador de Red j . Cuando el Operador de Red no sea dueño de la totalidad del Activo de Conexión de Nivel de Tensión 1 al cual se conectan Usuarios Finales, $CC_{1,j}$ será igual a cero; si la propiedad es compartida entre transformador y red secundaria $CC_{1,j}$ será igual la mitad del Cargo de Máximo del respectivo Operador de Red.
- $PR_{1,j}$: Factor de pérdidas acumuladas eficiente, reconocido para el Nivel de Tensión 1 del Operador de Red j . Este factor se determinará para el OR j de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PR_{1,j} = (1 - TDr_j) * P_u + TDr_j * P_r$$

donde:

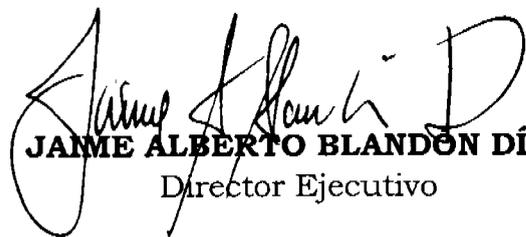
TDr_j : Proporción entre el número de habitantes rurales según la clasificación del DANE y el número total de habitantes en los municipios servidos por el sistema del OR. Esta distribución por OR se presenta en el Anexo No. 13

P_u : Pérdidas eficientes reconocidas para zonas urbanas. Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.

P_r : Pérdidas eficientes reconocidas para zonas rurales. Este valor se presenta en el Anexo No. 11 de la presente Resolución.



LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JAI ME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 5

VERIFICACIÓN SOBRE LOS ACTIVOS REPORTADOS POR LOS OPERADORES DE RED PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS STR O SDL DE NIVEL ES DE TENSIÓN 2, 3 Y 4

A partir de la entrega de la información, por parte de los Operadores de Red, solicitada por la CREG mediante las Circulares CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan, la Comisión adelantará una verificación de la calidad de la información reportada, de conformidad con la siguiente metodología.

Se podrán realizar, para cada OR, dos tipos de verificaciones, así:

1. Verificación Tipo 1

A partir de la información reportada por cada Operador de Red, la CREG determinará un tamaño de muestra para cada OR. El tamaño de la muestra deberá garantizar globalmente una confiabilidad mayor del 90% y un error relativo de muestreo menor del 5%.

En el desarrollo del trabajo de campo, se verificará la precisión de la información reportada a la CREG por el OR.

Se considerará que la información reportada es precisa, y por lo tanto se acepta la misma, cuando:

- a) Los activos seleccionados para el trabajo de campo, no presentan ninguna inconsistencia, considerando la información reportada a la Comisión.
- b) El Operador de Red 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 información reportada para una unidad constructiva. Estas aclaraciones deberán ser efectuadas por el OR dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que sea informado de tal situación por parte de la CREG.

Cuando se encuentre alguna inconsistencia en la información reportada y el OR no soporte adecuadamente ante la CREG las razones por las cuales la información presenta imprecisiones, dentro del plazo establecido en el literal b, se considerará que la muestra presenta inconsistencias y por lo tanto la información reportada por la empresa para la aprobación de cargos por uso de STR o SDL será rechazada.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Cuando la suma del efecto de todos los errores no explicados por el OR, sobre el total de los activos, conduzca a una estimación de costos de activos superior al 0.5% del costo total de activos, estimado con las unidades constructivas correctas, se rechazará la información reportada.

Cuando a un OR le sea rechazada la información reportada, la Comisión informará de tal situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que adelante las acciones que correspondan según su competencia, y el OR deberá presentar nuevamente la información que respalda la aprobación de cargos por uso de STR o SDL, para lo cual deberá reportar la información de sus activos debidamente revisada, y solicitar a la Comisión la realización de la Verificación Tipo 2 que se describe en el numeral 2 del presente Anexo.

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

2. Verificación Tipo 2

Esta verificación se realizará sobre la información revisada por el OR respectivo y que ha sido reportada a la Comisión, cuando, como resultado de la aplicación de la Verificación Tipo 1, se rechazó la información reportada a la Comisión que respalda la aprobación de cargos.

En este caso se realizará el diseño de muestreo establecido para la Verificación Tipo 1. Sin embargo, se diseñará una muestra que garantice una confiabilidad global mayor del 95% y un error relativo de muestreo menor del 5%

Los criterios de aceptación y rechazo de la información serán los mismos definidos en la Auditoría Tipo 1.

Cuando en esta verificación se rechace la información reportada por un Operador de Red, la Comisión informará de tal situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que adelante las acciones que correspondan según su competencia, y el OR deberá presentar nuevamente la información que respalda la solicitud de cargos por uso de STR o SDL, para lo cual deberá reportar la información de sus activos debidamente revisada, y solicitar a la Comisión la realización de una verificación sobre el total de la información reportada.

En este caso, los costos de las verificaciones parciales (Tipo 2) y totales que se requieran, serán asumidos por el respectivo Operador de Red y la CREG en partes iguales.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 6
RESUMEN DE INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN POR PARTE DE LOS
OR

Para efectos de la aplicación de las disposiciones contenidas en el Parágrafo 2° del Artículo 13 de la presente Resolución, los Operadores de Red deberán publicar como mínimo la siguiente información:

1. Costo Anual Equivalente de los niveles de tensión 4, 3 y 2 (millones de pesos colombianos de diciembre de 2001), presentados a la Comisión en la solicitud de aprobación de que trata el Artículo No. 5 de la presente Resolución,
2. Cargos Máximos para los niveles de tensión 3 y 2 que se presenta a la Comisión dentro del proceso de aprobación de que trata el Artículo No. 5 de la presente Resolución,
3. Listado de los municipios atendidos por el STR o SDL del OR, indicando para cada uno de ellos:
 - Longitud total de líneas en cada nivel de tensión (km), que se clasifican como unidades constructivas urbanas. Este valor deberá dividirse en la longitud de redes propiedad del OR y la longitud propiedad de terceros.
 - Longitud total de líneas en cada nivel de tensión (km), que se clasifican como unidades constructivas rurales. Este valor deberá dividirse en la longitud de redes propiedad del OR y la longitud propiedad de terceros.
 - Número total de transformadores de distribución ubicados en la zona urbana (Grupos 1, 2 y 3 de calidad), por tamaño (kVA). Este valor deberá dividirse entre el numero de transformadores propiedad del OR y el número de transformadores propiedad de terceros.
 - Número total de transformadores de distribución ubicados en la zona rural (Grupo 4 de calidad), por tamaño (kVA). Este valor deberá dividirse entre el numero de transformadores propiedad del OR y el número de transformadores propiedad de terceros.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 7

REPORTES DE FLUJOS DE ENERGÍA

Los Operadores de Red, conjuntamente con la solicitud de aprobación de que trata el Artículo 5° de la presente Resolución, deberán enviar a la Comisión los flujos de energía (kWh), correspondientes al año calendario inmediatamente anterior a la fecha de solicitud, que se presentan a continuación:

Nivel de Tensión 4:

- Flujo de energía desde los puntos de conexión al STN.
- Flujo de energía desde el sistema de otro Operador de Red, asociado con una conexión entre los OR del nivel 4. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.
- Flujo de energía hacia el sistema de otro Operador de Red, asociado con una conexión entre los OR del nivel 4. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.
- Flujo de energía inyectado al sistema del OR por generadores conectados al nivel de tensión 4. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre de la respectiva planta de generación.
- Flujo de energía asociado con ventas a usuarios finales del servicio conectados al sistema del OR en el nivel de tensión 4.

Nivel de Tensión 3:

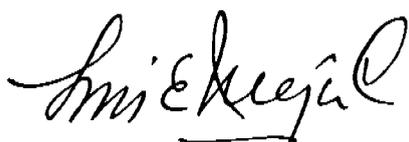
- Flujo de energía desde los puntos de conexión al STN.
- Flujo de energía desde el nivel de tensión 4.
- Flujo de energía desde el sistema de otro Operador de Red, asociado con una conexión entre los OR del nivel 3. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.
- Flujo de energía hacia el sistema de otro Operador de Red, asociado con una conexión entre los OR del nivel 3. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Flujo de energía inyectado al sistema del OR por generadores conectados al nivel de tensión 3. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre de la respectiva planta de generación.
- Flujo de energía asociado con ventas a usuarios finales del servicio conectados al sistema del OR en el nivel de tensión 3.

Nivel de Tensión 2:

- Flujo de energía desde los puntos de conexión al STN.
- Flujo de energía desde el nivel de tensión 4.
- Flujo de energía desde el nivel de tensión 3.
- Flujo de energía desde el sistema de otro Operador de Red, asociado con una conexión entre los OR del nivel 2. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.
- Flujo de energía hacia el sistema de otro Operador de Red, asociado con una conexión entre los OR del nivel 2. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.
- Flujo de energía inyectado al sistema del OR por generadores conectados al nivel de tensión 2. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre de la respectiva planta de generación.
- Flujo de energía asociado con ventas a usuarios finales del servicio conectados al sistema del OR en el nivel de tensión 2.



LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JAIMÉ ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 8

METODOLOGÍA PARA APLICAR CRITERIOS DE EFICIENCIA EN EL USO DE ACTIVOS DE LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3, Y 2

1. CRITERIO DE EFICIENCIA PARA ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 4

Cada OR que solicite cargos por Uso del Nivel de Tensión 4, deberá establecer el Costo Máximo Eficiente por unidad de energía a reconocer, para cada una de las Unidades Constructivas correspondientes a sus líneas radiales de este Nivel de Tensión, entendiendo por radial aquella línea en la que el flujo de potencia siempre tiene un sentido único.

Las demás líneas y activos eléctricos de este Nivel de Tensión, se reconocerán al costo de reposición a nuevo de las unidades constructivas, contenidos en esta resolución.

A continuación se presentan las condiciones para aplicar el criterio de eficiencia

$$\text{Si } L \leq 40 \quad F_{ef,j,4} = \frac{P_{max}}{55}$$

$$\text{Si } 40 < L \leq 105 \quad F_{ef,j,4} = \frac{P_{max} * L^{0.81}}{1093}$$

$$\text{Si } L > 105 \quad F_{ef,j,4} = \frac{P_{max}}{25}$$

donde:

P_{max} Potencia máxima esperada para diez años.

$$P_{max} = 1.5 * P_{2001}$$

donde:

P_{2001} : Demanda máxima de potencia del tramo de línea, en MVA, para el año 2001

L : Longitud del tramo de línea radial, en km. Esta longitud corresponde a la del tramo de línea desde su inicio en un módulo de línea, hasta el punto en el que se instala transformación o aparezca una derivación de la misma, es decir, cada tramo debe transportar una potencia única.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$F_{ef,j,4}$: Factor de Eficiencia a aplicar sobre los costos de reposición a nuevo de cada Unidad Constructiva j que hace parte del tramo de línea radial de longitud L , en el Nivel de Tensión 4. El máximo $F_{ef,j,4}$ reconocido será 1.0

2. CRITERIO DE EFICIENCIA PARA ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 3

Para todos los OR que soliciten cargos por Uso del Nivel de Tensión 3, la Comisión utilizará el siguiente procedimiento para establecer el Costo Anual Máximo Admisible por unidad de energía a reconocer.

Con base en la información disponible en la Comisión, para el cálculo o para la aprobación de cargos, se establecerá una distribución estadística a partir de los Cargos Máximos de los OR en este Nivel de Tensión, calculados con base en la metodología contenida en el Anexo No. 1 de esta Resolución, la cual se normalizará utilizando técnicas como la transformación de Box - Cox.

Con la muestra normalizada, se establecerá el Cargo Máximo Eficiente a reconocer, CME_3 , considerando una probabilidad máxima de 65 % de que la tarifa resultante de cualquier OR sea inferior a este valor. Esto corresponde a:

$$CMET_3 = CMT_{medio} + ND * DET$$

$$CME_3 = INV(CMET_3)$$

donde:

CME_3 : Cargo Máximo Máximo Eficiente por unidad de energía para el Nivel de Tensión 3 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001).

$CMET_3$: Costo Transformado Medio Máximo Eficiente que remuneraría la inversión en el Nivel de Tensión 3.

ND : Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 65% corresponde a 0,3853

CMT_{medio} : Cargo Máximo Transformado Promedio resultante de la variable $CD_{j,3}$ normalizada.

DET : Desviación estándar de la muestra normalizada (transformada).

3. CRITERIO DE EFICIENCIA PARA ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 2

Para todos los OR que soliciten cargos por Uso del Nivel de Tensión 2, la Comisión utilizará el siguiente procedimiento para establecer el Costo Anual Máximo Admisible, para cada uno de los Costos Medios discriminados de

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

acuerdo con la metodología de cálculo contenida en el Anexo No. 1 de esta Resolución, por unidad de energía.

Se elaborarán distribuciones estadísticas normalizadas para las variables $CDU_{j,2}$, $CDR_{j,2}$ y $CDO_{j,2}$, utilizando la información disponible en la Comisión al momento de establecer el criterio de eficiencia.

Para cada muestra normalizada, se establecerá el valor de la variable que produzca una probabilidad no mayor del 65 % de que la tarifa resultante sea inferior, lo cual corresponde a tomar los siguientes valores:

3.1. Para líneas Urbanas

$$CDUT_2 = CDUT_{medio} + ND * DEUT$$

$$CDU_2^* = INV(CDUT_2)$$

donde:

$CDUT_2$: Costo Transformado Medio Máximo Eficiente que remuneraría la inversión en líneas urbanas independientes.

CDU_2^* : Costo Medio Máximo Eficiente que remuneraría la inversión en líneas de distribución urbanas independientes. (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001), luego de la transformación inversa.

ND : Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 65% corresponde a 0,3853

$CDUT_{medio}$: Costo Medio Transformado Promedio resultante de la variable CDU_j normalizada.

$DEUT$: Desviación estándar de la muestra normalizada (transformada).

3.2. Para líneas Rurales

$$CDRT_2 = CDRT_{medio} + ND * DERT$$

$$CDR_2^* = INV(CDRT_2)$$

donde:

$CDRT_2$: Costo Transformado Medio Máximo Eficiente que remuneraría la inversión en líneas de distribución rurales independientes.

CDR_2^* : Costo Medio Máximo Eficiente que remuneraría la inversión en líneas de distribución rurales independientes. (\$/kWh

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

colombianos del mes de diciembre de 2001), luego de la transformación inversa.

ND: Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 65% corresponde a 0,3853

CDRT_{medio}: Costo Medio Transformado Promedio resultante de la variable *CDR_j* normalizada.

DEOT: Desviación estándar de la muestra normalizada (transformada).

Para otros activos eléctricos

$$CDO_{2} = CDO_{medio} + ND * DEOT$$

$$CDO_{2}^{*} = INV(CDO_{2})$$

donde:

CDO₂: Costo Transformado Medio Máximo Eficiente que remuneraría la inversión en otros activos diferentes de líneas de distribución del Nivel de Tensión 2.

CDO₂^{}*: Costo Medio Máximo Eficiente que remuneraría la inversión de otros activos diferentes de líneas de distribución del Nivel de Tensión 2. (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001), luego de la transformación inversa.

ND: Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 65% corresponde a 0,3853

CDO_{medio}: Costo Medio Transformado Promedio resultante de la variable *CDU_j* normalizada.

DEOT: Desviación estándar de la muestra normalizada (transformada).



LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JAIMÉ ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 9

CÁLCULO DE CARGOS MONOMIOS HORARIOS A PARTIR DEL CARGO MONOMIO ACUMULADO

El procedimiento que se seguirá para determinar los cargos horarios es el siguiente:

1. Elaborar las curvas de carga típicas por Nivel de Tensión (4, 3, 2, 1).

Para obtener las curvas de carga típicas por Nivel de Tensión, los OR deben determinar el uso que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada uno de los niveles de tensión. La información requerida para elaborar estas curvas se puede obtener de las planillas de flujos horarios que se tengan registradas en las subestaciones. Para el caso del Nivel de Tensión 1, las curvas pueden realizarse por muestreo de carga en los transformadores de distribución. El método utilizado para elaborar este tipo de curvas es decisión de cada empresa, lo importante es que las curvas que finalmente obtengan, reflejen el uso real que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada Nivel de Tensión.

2. Determinar los períodos de carga máxima, media y mínima en función de la curva de carga típica que fue estimada para cada Nivel de Tensión.

Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. Los porcentajes recomendados para establecer estos períodos son los siguientes:

Período de carga máxima: Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 85% de la potencia máxima.

Período de carga media: Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 48% y menor o igual al 85% de la potencia máxima.

Período de carga mínima: Las demás horas del día no contempladas en los períodos de carga máxima y media

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

El número de períodos horarios resultantes dependerá de la forma de la curva de carga. Una curva de carga plana, por ejemplo, no debe tener diferenciación de cargo por hora, porque claramente el uso que hace un usuario del sistema durante cualquier hora del día no causa un esfuerzo adicional al mismo.

3. Cálculo de cargos monomios horarios.

Los cargos monomios horarios para un Nivel de Tensión particular se calculan a partir del cargo monomio acumulado, calculado para ese Nivel de Tensión, con las siguientes consideraciones:

- Para la condición inicial, los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios son iguales a los que recupera con el cargo monomio.
- Por definición de la Comisión, los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.

Sean H_x , H_d , y H_m el número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios, determinados por los OR, de acuerdo con el punto 2 del procedimiento establecido.

Sean P_x , P_d y P_m la potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas con las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga.

Sea D_n el cargo monomio (\$/kWh) acumulado para un Nivel de Tensión

Se requieren calcular los cargos monomios horarios D_x , D_d y D_m :

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$H_x P_x D_x + H_d P_d D_d + H_m P_m D_m = D_n \left(\sum_{i=1}^{24} P_i \right) \quad (1)$$

La segunda condición, definida por la Comisión, establece que los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada período de carga, lo cual quiere decir que:

$$\frac{D_x}{D_m} = \frac{P_x}{P_m} \quad (2)$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$$\frac{D_x}{D_d} = \frac{P_x}{P_d} \quad (3)$$

Los cargos monomios horarios D_x , D_d y D_m se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones (1) a (3).


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JAME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 10

COSTOS DE CAPITAL EN ESQUEMAS REGULATORIOS POR PRECIO MÁXIMO (PRICE CAP) E INGRESO MÁXIMO (REVENUE CAP)

Cuando se invierte en un activo particular se consideran dos clases de riesgos: uno asociado específicamente con la firma y el otro con el mercado. Los inversionistas pueden eliminar el primero con técnicas de diversificación de portafolios. No obstante el segundo, más conocido como riesgo del sistema, no puede ser superado en la medida que es el riesgo normal que enfrentan todas las firmas por estar en un mismo mercado.

Los riesgos de mercado están asociados con los ciclos económicos. Una recesión afecta a todas las firmas de alguna manera. En el Capital Asset Price Model (CAPM) los betas cuantifican el grado de sensibilidad de la firma a estos riesgos sistemáticos o de mercado. Un mayor beta significa mayor sensibilidad de la firma a este tipo de riesgo.

Dependiendo de la estructura regulatoria, las firmas enfrentan mayores o menores riesgos de mercado y consecuentemente diferentes costos de capital. En general, hay consenso que los sistemas puros por precio máximo¹ implican mayores riesgos de mercado, que otros como por tasa de retorno y por ingreso máximo². La razón principal es que en estos esquemas todo el riesgo de fluctuaciones en costos y en demanda es asumido por la firma³.

Los efectos de los diferentes esquemas regulatorios en los niveles de riesgo que enfrenta la firma, pueden ser ilustrados a partir de la siguiente fórmula:

$$\pi = PQ - C_x(Q) - C_n(Q)$$

Donde:	π	=	Beneficio de la empresa
	P	=	Precio por unidad
	Q	=	Cantidades vendidas
	PQ	=	Ingreso obtenido
	C_x	=	Costos exógenos (no controlables)
	C_n	=	Costos endógenos (controlables)

¹ Existen también price caps con costos pass through

² Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, an International Comparison. Ian Alexander, Colin Mayer and Helen Weeds. The World Bank, Private Sector Development Department, December 1996.

³ Una manera usual de notar este esquema regulatorio es así: RPI - X en donde el primer factor es un índice de inflación para actualizar los precios y el segundo factor es una productividad periódica que se traslada al usuario.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Sistema regulatorio	Aspectos considerados en la regulación	Aspectos no considerados en la regulación
Price Cap	P	Q Cx Cn
Price cap with cost pass - trough	P Cx	Q Cn
Revenue cap	PQ	Cx Cn
Rate of return regulation	P Q Cx Cn	

Regulación por precio máximo

En sistemas puros por precio máximo se establecen precios eficientes por períodos de tiempo prolongados, usualmente de cinco años. En estos esquemas, la firma tiene un incentivo a mejorar eficiencia (reducir costos) para obtener mayores ganancias.

En los sistemas de price cap, en razón a que los precios no se ajustan automáticamente, la exposición al riesgo es mayor y el retorno que esperan los inversionistas es consecuentemente mayor. La firma asume todo el riesgo de fluctuaciones en costos y en demanda.

Regulación por ingreso máximo

Los sistemas por ingreso máximo limitan el ingreso de la firma a través de ajustes periódicos en el nivel de precios.

Los riesgos de mercado que enfrentan las firmas en este tipo de regulación son menores que los que se evidencian en sistemas de precio máximo, porque los precios son ajustados para mantener el ingreso de la firma. En otras palabras, se eliminan las fluctuaciones de demanda.

AJUSTE DEL BETA RESOLUCIÓN CREG-013 DE 2002

Las estimaciones obtenidas del valor de Beta se refieren al mercado de los Estados Unidos. La utilización de un Beta internacional, reapalancado según la estructura de capital local, representa una medida adecuada del riesgo inherente en la industria para mercados emergentes (Copeland, 1995).

La diferencia principal con respecto a la referencia utilizada radica en el tipo de regulación a la que están expuestas las empresas consideradas, que es predominantemente regulación por tasa de retorno en Estados Unidos. En consecuencia, para el cálculo se realiza un ajuste por diferencias en el tipo de regulación como se explica a continuación.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En la fuente seleccionada, se han tomado los valores de Beta desapalancados correspondiente a empresas pequeñas para distribución de energía eléctrica (SIC 491) y gas natural (SIC 4924) respectivamente (Ibbotson, 2001)⁴, los cuales se ajustan de acuerdo con los siguientes criterios:

- En distribución de energía eléctrica se prevé una remuneración por ingreso máximo (*revenue cap*) para activos en niveles superiores de tensión, en este caso no se realiza ajuste alguno ya que este tipo de regulación define un perfil de riesgo inclusive menor a aquel asociado con una regulación por tasa de retorno.
- Para el ajuste correspondiente a los activos que serán remunerados por precio máximo (*price cap*) se han considerado las diferencias entre tipos de regulación dentro de un mismo sector y en un mismo país. Específicamente un ajuste igual a 0.2, diferencia encontrada en un estudio para empresas de telecomunicaciones en Estados Unidos (Visintini, 1998). Para regulación por precio máximo se ajusta entonces el valor del Beta sumando 0.2 al valor desapalancado⁵.

Debe considerarse que las industrias con tarifas reguladas, como es el caso de los Servicios Públicos o *Utilities*, tienen un riesgo más bajo que el promedio del mercado y por tanto valores de Beta inferiores a 1.0, debido a que no están expuestas a variaciones en el nivel de precios (Alexander, 1996). Una vez se efectúa el ajuste del Beta, la prima por riesgo del negocio se calcula utilizando las fórmulas (9) y (7).

En la Resolución CREG-013 de 2002, la tasa de retorno en términos reales antes de impuestos para la actividad de energía eléctrica en el próximo período tarifario es 16.06%

Con la misma metodología, usando los mismos parámetros y sin el ajuste del beta en 0.2, la tasa de retorno en términos reales antes de impuestos para la actividad de energía eléctrica correspondiente a una regulación por ingreso máximo (*revenue cap*) es 14.06%.

El siguiente cuadro muestra la estimación de la tasa para ambos casos:

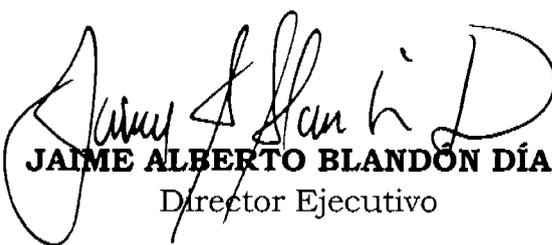
⁴ Valores reportados a Junio de 2001.

⁵ Como se menciona anteriormente, regulaciones por precios máximos transfieren riesgos de demanda y de cambios bruscos en costos a las firmas. Consecuentemente los inversionistas esperan un mayor retorno en la inversión.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

COSTO DE CAPITAL DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA			
Cálculo Decisión CREG			
Regulación vía Precio Máximo		Regulación vía Ingreso Máximo	
Inflación USD =	2.60%	Inflación USD =	2.60%
Tasa de Impuestos =	35%	Tasa de Impuestos =	35%
ESTRUCTURA DE CAPITAL		ESTRUCTURA DE CAPITAL	
Deuda =	40%	Deuda =	40%
Capital Propio =	60%	Capital Propio =	60%
COSTO DE LA DEUDA		COSTO DE LA DEUDA	
Costo Real =	7.60%	Costo Real =	7.60%
Costo Nominal =	10.40%	Costo Nominal =	10.40%
Costo después de impos. =	6.76%	Costo después de impos. =	6.76%
COSTO DEL CAPITAL PROPIO		COSTO DEL CAPITAL PROPIO	
Beta (Ibbotson 491) =	0.15	Beta (Ibbotson 491) =	0.15
Ajuste de Beta =	0.20	Ajuste de Beta =	0.00
Beta desapalancado =	0.35	Beta desapalancado =	0.15
Beta apalancado =	0.502	Beta apalancado =	0.215
Prima riesgo mercado =	7.80%	Prima riesgo mercado =	7.80%
Prima riesgo negocio =	3.91%	Prima riesgo negocio =	1.68%
Prima riesgo país =	6.19%	Prima riesgo país =	6.19%
Tasa libre de riesgo =	6.07%	Tasa libre de riesgo =	6.07%
	16.17%		13.94%
COSTO PROMEDIO PONDERADO		COSTO PROMEDIO PONDERADO	
WACC USD d. imp. =	12.41%	WACC USD d. imp. =	11.07%
WACC USD a. imp. =	19.09%	WACC USD a. imp. =	17.02%
WACC real a. imp. =	16.07%	WACC real a. imp. =	14.06%


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
 Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 11

PERDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN

A continuación se presentan los factores de pérdidas que se reconocen para cada nivel de tensión, al igual que los factores de pérdidas acumuladas que se reconocen desde los puntos de conexión al STN y hasta cada nivel de tensión.

Nivel de Tensión 4

Periodo	Perdidas sin Acumular	Perdidas Acumuladas
Año 0	1.35%	1.35%
Año 1	1.19%	1.19%
Año 2	1.04%	1.04%
Año 3	0.88%	0.88%
Año 4	0.73%	0.73%

Nivel de Tensión 3

Periodo	Técnicas sin Acumular	Técnicas Acumuladas
Año 0	1.47%	2.82%
Año 1	1.44%	2.63%
Año 2	1.41%	2.45%
Año 3	1.38%	2.26%
Año 4	1.35%	2.08%

Nivel de Tensión 2 - Zona Urbana

Periodo	Técnicas sin Acumular	Técnicas Acumuladas
Año 0	1.53%	4.35%
Año 1	1.53%	4.16%
Año 2	1.53%	3.98%
Año 3	1.53%	3.79%
Año 4	1.53%	3.61%

Nivel de Tensión 2 - Zona Rural

Periodo	Técnicas sin Acumular	Técnicas Acumuladas
Año 0	5.05%	7.87%
Año 1	5.05%	7.68%
Año 2	5.05%	7.50%
Año 3	5.05%	7.31%
Año 4	5.05%	7.13%

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

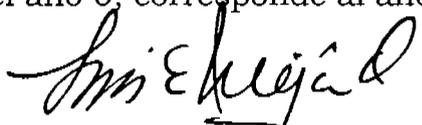
Nivel de Tensión 1 - Zona Urbana

Periodo	Técnicas Acumuladas
Año 0	10.70%
Año 1	10.02%
Año 2	9.33%
Año 3	8.64%
Año 4	7.96%

Nivel de Tensión 1 - Zona Rural

Periodo	Técnicas Acumuladas
Año 0	18.01%
Año 1	16.98%
Año 2	15.96%
Año 3	14.93%
Año 4	13.91%

En el año 0, corresponde al año 2003.


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JAIMÉ ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 12

FACTOR DE PRODUCTIVIDAD

Para la estimación del factor X de productividad en las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible por red, la Comisión contrató a la Universidad EAFIT. El estudio ya ha sido culminado y está disponible en la página de internet de la Comisión (circular CREG 039 de 2002).

A continuación se resume la aproximación metodológica usada por el consultor, y se presenta los resultados del estudio, junto con las recomendaciones en la actividad particular de distribución de energía eléctrica.

En la literatura económica se encuentran diferentes aproximaciones metodológicas para hacer análisis de productividad. Esta la metodología derivada de Solow y su medida de la productividad, la tradición de los números índices, el "data envelopment análisis" (DEA); y las fronteras estocásticas.

EAFIT, partiendo de las dos primeras metodologías, construyó un modelo de productividad general para la economía colombiana, en el período 1992 - 1999, en el que se estima una medida de la productividad (mediante índices de Torkvist) y variables relacionadas con el proceso productivo, con la dinámica del sector, y con la exposición a la competencia. Una vez construido el modelo, éste se aplicó - con información de 2000 - a las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible por red.

Para verificar la consistencia de los resultados obtenidos en el modelo de productividad, el consultor realizó dos ejercicios adicionales. En el primero, a partir del análisis DEA calculó un índice de productividad de Malmquist, y en el segundo, estimó un modelo de fronteras estocásticas.

La hipótesis básica en el modelo de productividad fue la siguiente: las presiones competitivas y el afán de obtener ganancias por parte de las empresas, lleva a éstas a desarrollar incesantemente su potencial de crecimiento de la productividad. Ello se refleja en reducciones de costo que, o bien se transmiten al precio (cuando el entorno competitivo así lo determina), o bien permiten un incremento en el margen de ganancia (cuando existen barreras de entrada a nuevos competidores, y limitaciones a la competencia).

El potencial de crecimiento de la productividad depende, por su parte, de las características técnicas del proceso productivo (intensidad factorial, por ejemplo); de la dinámica del sector (su crecimiento relativo); y de las condiciones de competencia imperantes en el sector (concentración del sector, exposición de la competencia externa, etc).

La forma general del modelo es:

$$\Delta TFP = C_0 + C_1 + \Delta YPIB + C_2 MK + C_3 NK + C_4 CPI$$

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Δ TFP: Variación de productividad, índice de Torqvist.
 Δ YYPIB: Diferencial del crecimiento del sector respecto al crecimiento del PIB.
MK: Relación insumos intermedios – capital del sector.
NK: Relación mano de obra – capital del sector.
CPI: Índice de penetración de las importaciones, en el sector.

La aplicación del modelo arrojó un rango de productividades para los sectores analizados. En el caso de distribución de energía eléctrica el rango de productividades encontrados fue 0.85% y 1.87%. Como lo establece la Ley 142 de 1994, este porcentaje debe ser repartido entre la empresa y el consumidor. El factor X consecuentemente estaría entre 0.42% y 0.93%.

Ahora bien, la aplicación de los dos ejercicios adicionales en la distribución de energía eléctrica mostró cambios de productividad bajos e incluso negativos. Con el análisis DEA y los Índices de Malmquist para un total de 8 empresas, se encontró en el período 1997 – 2001 una variación en la productividad total de – 2.1%⁶. Sin embargo, el mismo análisis para 23 empresas del sector para el período 2000 – 2001 mostró una productividad total de 1.4% .

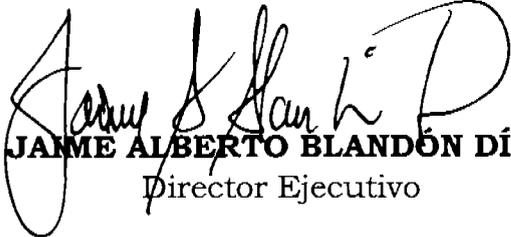
La estimación de las productividades para el período 1997 – 2001 usando la aproximación de fronteras estocásticas mostró un incremento en la productividad de 0.7%.

Recomendación

En razón a que los ejercicios para verificar la consistencia de los resultados en el modelo de productividad estimado, muestran resultados diferentes y no concluyentes, se recomienda escoger como factor de productividad el rango bajo encontrado.

En estos términos el factor de productividad sería 0.85% y el factor X 0.42%.


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JAME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

⁶ Cabe decir, que no es posible concluir a partir de una muestra que no es representativa de la industria, que en el período analizado la productividad del sector fuera negativa. No obstante, dicho resultado es considerado en la escogencia del factor X.

Por la cual se someten a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 13

PROPORCIÓN ENTRE EL NÚMERO DE HABITANTES RURALES SEGÚN LA CLASIFICACIÓN DEL DANE Y EL NÚMERO TOTAL DE HABITANTES EN LOS MUNICIPIOS SERVIDOS POR EL SISTEMA DEL OR

OPERADOR DE RED	% POBLACIÓN URBANA	% POBLACIÓN RURAL
Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P	65%	35%
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.	45%	55%
Centrales Eléctricas Del Cauca S.A. E.S.P	38%	62%
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	74%	26%
Codensa S.A. E.S.P.	98%	2%
Compañía De Electricidad De Tulúa S.A. E.S.P.	82%	18%
Electrificadora De La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	62%	38%
Electrificadora De Santander S.A. E.S.P.	70%	30%
Electrificadora Del Caquetá S.A. E.S.P.	47%	53%
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.	73%	27%
Dispac S.A. E.S.P.	42%	58%
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.	62%	38%
Electrificadora Del Meta S.A. E.S.P.	65%	35%
Electrificadora Del Tolima S.A. E.S.P.	63%	37%
Empresa Antioqueña De Energía S.A. E.S.P.	45%	55%
Empresa De Energía De Arauca E.S.P	54%	46%
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.	45%	55%
Empresa De Energía De Cali S.A. E.S.P	98%	2%
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P	53%	47%
Empresas Publicas de Pereira S.A. E.S.P.	83%	17%
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P	77%	23%
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.	85%	15%
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.	96%	4%
Empresas Municipales De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	91%	9%
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	92%	8%
Ruitoque E.S.P.	100%	0%
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	32%	68%
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	31%	69%
Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.	60%	40%


LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente


JAI ME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
 Director Ejecutivo