



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 094 DE 2008

(27 AGO. 2008)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 2696 de 2004.

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución CREG 036 de 2008 se ordenó hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local;

Que la CREG recibió comentarios a la Resolución CREG 036 de 2008 por parte de empresas del sector y gremios los cuales junto con análisis realizados internamente y las nuevas disposiciones normativas hicieron recomendable ajustar dicha propuesta regulatoria;

Que la Comisión considera importante divulgar la propuesta regulatoria revisada y contar nuevamente con la participación de los usuarios, empresas y demás interesados;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 385 del 27 de agosto de 2008, decidió hacer público el proyecto de resolución ajustado "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.";

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el proyecto de resolución "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local."

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Artículo 2. Se invita a los Agentes, a los usuarios, a los gremios y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los cinco (5) días hábiles siguiente a la publicación de la presente Resolución.

Artículo 3. Las observaciones y sugerencias podrán dirigirse a la CREG en la Carrera 7ª No. 71 - 52 Torre B Piso 4, a la dirección electrónica: creg@creg.gov.co o al Fax: 312 19 00.

Artículo 4. La presente Resolución no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D. C. 27 AGO. 2008


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los 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.

C O N S I D E R A N D O :

Que de acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, Literales c) y d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago;

Que según lo previsto en la Ley 143 de 1994, Artículo 6o, la actividad de distribución de energía eléctrica, se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad;

Que la Ley 143 de 1994, Artículo 39, establece que “los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera”;

Que la Ley 143 de 1994, Artículo 45, dispuso que “los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables”;

Que según lo dispuesto en los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia;

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Que en virtud del principio de eficiencia económica definido por los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía;

Que de acuerdo con el Artículo 87.8 de la Ley 142 de 1994, toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa;

Que según lo establecido en el Artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta “los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo”;

Que según lo dispuesto en el Artículo 92 de la Ley 143 de 1994, las Comisiones pueden corregir en las fórmulas, “los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos”;

Que en virtud del principio de suficiencia financiera definido en los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable;

Que según lo previsto en el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994, bajo el régimen tarifario de Libertad Regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar “los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos”;

Que según lo previsto en la Ley 142 de 1994, Artículo 18, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos;

Que según lo dispuesto en el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994, las decisiones de inversión en distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos;

Que la Ley 142 de 1994, Artículo 87, numeral 87.9 modificado por el Artículo 143 de la Ley 1151 de 2007, estableció que “Las entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

de cobrarse a los usuarios y que en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figure este valor. Las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos necesarios para garantizar la reposición y mantenimiento de estos bienes. Lo dispuesto en el presente Artículo no es aplicable cuando se realice enajenación o capitalización respecto de dichos bienes o derechos.”

Que según lo establecido en la Ley 143 de 1994, Artículo 18, “compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución” y de acuerdo con esta misma norma “los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional”;

Que mediante la Resolución CREG 082 de 2002 la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, la cual se encuentra vigente;

Que el Artículo 13 de la Resolución CREG 082 de 2002 dispone que los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local que apruebe la Comisión estarán vigentes hasta 31 de diciembre del año 2007 y que vencido el periodo de vigencia los costos y cargos aprobados continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos;

Que mediante el Decreto 388 de 2007 modificado por el Decreto 1111 de 2008, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional;

Que mediante la Resolución 18 2148 del 2007 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se definieron criterios de seguridad y confiabilidad para los Sistemas de Transmisión Regional - STR, para que sean incorporados en la metodología de distribución;

Que mediante la Resolución CREG 111 de 2006, 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 en el Sistema Interconectado Nacional;

Que para la revisión de las Unidades Constructivas se contrató el “Estudio para el análisis y determinación de las Unidades Constructivas utilizadas en los Niveles de Tensión 1, 2, 3, 4 y Conexión al STN, así como los costos eficientes asociados con cada una de estas Unidades. CDP-281-06”, con la firma GPI-

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Gerencia en Proyectos de Ingeniería, y el documento final fue publicado en la página Web de la CREG con la circular 005 del 23 de enero de 2008, mediante la cual se invitó a los agentes e interesados a enviar sus comentarios al respecto;

Que para el establecimiento de las pérdidas a reconocer por Operador de Red, la Comisión contrató la "Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de Planes de Reducción y/o mantenimiento de pérdidas de Energía. CDP-152-07", con la firma IEB Ingeniería Especializada S.A., y el documento final fue publicado en la página Web de la CREG con la circular 024 del 11 de marzo de 2008, mediante la cual se divulgaron los resultados obtenidos por el consultor;

Que para el estudio de los gastos relacionados con Administración, Operación y Mantenimiento, la Comisión contrató el estudio "Desarrollo de metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM en empresas de distribución y transmisión eléctrica", elaborado por la Universidad EAFIT en el marco del Convenio Especial de Cooperación Técnica suscrito entre COLCIENCIAS y la CREG, el cual fue divulgado en la página Web de la CREG con la Circular 022 del 6 de marzo de 2008;

Que para revisión de la metodología de productividad, se contrato el estudio "Revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP", contratado con la Universidad EAFIT, cuyos resultados fueron publicados en la página Web de la CREG con la circular 003 del 11 de enero de 2008;

Que sobre la metodología para evaluar los costos y cargos del Nivel de Tensión 1, se realizó al interior de la Comisión un estudio cuyos resultados fueron puestos en conocimiento de los agentes mediante las circulares CREG 08 de 2008 y 079 de 2007, para comentarios de los agentes y terceros interesados;

Que para analizar el tema de Calidad del Servicio se llevaron a cabo reuniones con 21 Operadores de Red, en adelante OR, entre el 12 de febrero y el 6 de marzo de 2008, de las que se concluyó la necesidad de implementar un esquema simétrico de incentivos que involucre al OR y al usuario, con base en el desempeño en materia de calidad;

Que en cumplimiento de lo expresado en el decreto 388 de 2007, la comisión adelantó el estudio "Conformación de Áreas de distribución -ADD", el cual fue sometido a consideración de los agentes y demás interesados en la página Web de la CREG con la circular CREG 082 de 2007 del 24 de diciembre de 2007;

Que en cumplimiento de lo ordenado por el Decreto 1111 de 2008, que modifica el Decreto 388 de 2007, la comisión expidió la Resolución CREG 058 de 2008 modificada por las resoluciones CREG 068 y 070 de 2008 mediante la cual se conformaron las Áreas de Distribución, se estableció la metodología para el

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

cálculo de cargos únicos y la repartición de valores entre los OR, así mismo se estableció la transición con la que se aplicaría dicha norma;

Que la Comisión, mediante Resolución CREG 001 de 2008 publicó un proyecto de resolución que pretende adoptar con el fin de definir la metodología para determinar la tasa de retorno para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica y los estudios relacionados;

Que mediante la Resolución CREG 036 de 2008 se ordenó hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local;

Que en cumplimiento de lo establecido por el Decreto 2696 de 2004, se publicó el 15 de mayo de 2008 en el diario El Tiempo, la convocatoria para la celebración de audiencias públicas con el fin de presentar la propuesta de metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica contenida en la Resolución CREG 036 de 2008;

Que de conformidad con el inciso 11.4 del Artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, el día 16 de mayo de 2008 se remitió a las distintas Gobernaciones para su correspondiente divulgación, copias del documento que presenta la explicación en lenguaje sencillo del alcance de las fórmulas de remuneración de la actividad de distribución;

Que el 8 de mayo de 2008 se presentó a las empresas de distribución del sector eléctrico el estudio "Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de Planes de Reducción y/o mantenimiento de pérdidas de Energía. CDP-152-07", realizado por la firma IEB Ingeniería Especializada S.A.;

Que los días 15 y 19 de mayo y 24 de junio de 2008 se llevaron a cabo talleres con ASOCODIS en los cuales se presentaron comentarios acerca del factor de instalación considerado en la Unidades Constructivas y, en general, acerca de la Resolución CREG 036 de 2008;

Que entre el 28 de mayo y el 6 de junio de 2008 se efectuaron talleres con 22 Operadores de Red, IEB Ingeniería Especializada S.A. y la CREG, donde se analizaron los comentarios de los agentes en cuanto a los resultados de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica incluidos en el estudio del consultor;

Que se realizó un taller los días 22 y 23 de mayo de 2008 para presentar a las empresas del sector eléctrico, usuarios y terceros interesados las resoluciones CREG 036 y 047 de 2008 las cuales contienen los proyectos de resolución que pretende establecer los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local y el establecimiento de las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica ADD, respectivamente;

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Que de conformidad con el inciso 11.5 del Artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, se realizaron consultas públicas en las ciudades de Cali (4 de junio de 2008), Medellín (5 de junio de 2008), Barranquilla (6 de junio de 2008) y Bogotá (9 de junio de 2008);

Que el día 16 de junio de 2008 se realizó un taller con los Operadores de Red acerca del estado actual, implementación y tiempos propuestos para el cumplimiento de los requerimientos de medición y registro incluidos en la Resolución CREG 036 de 2008, dentro del tema de Calidad del Servicio de los STR y SDL;

Que durante los meses de junio y julio de 2008 se llevaron a cabo reuniones con proveedores de equipos de medida con el propósito de analizar las posibilidades de implementar la medición de la calidad del servicio a nivel de usuario;

Que entre el 1 y el 10 de julio de 2008 se realizaron reuniones con los Operadores de Red con el fin de que las empresas presentaran el impacto estimado en la valoración de las inversiones en los niveles de tensión 1, 2, 3, 4 y conexión al STN, con la aplicación de la Resolución CREG 036 de 2008;

Que del 28 de julio al 1 de agosto de 2008 se realizaron visitas a las empresas Centrales Eléctricas de Nariño S. A. E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico S. A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P., Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P. y Empresa de Energía de Boyacá S. A. E.S.P., con el propósito de revisar el procedimiento de medición, registro y reporte de los aspectos relacionados con calidad del servicio; así mismo los representantes de Codensa visitaron las instalaciones de la CREG para presentar su esquema;

Que se recibieron comentarios de las siguientes entidades con las comunicaciones radicadas en la CREG así: ASOCODIS E-2008-006212, EPM E-2008-006246, E-2008-006258, E-2008-006274, E-2008-006554, E-2008-007066 y E-2008-006590, EDEQ E-2008-006528, CHEC E-2008-006525, TRANSELCA E-2008-006522, CAPT E-2008-006517, ELECTRICARIBE E-2008-006516, EEC E-2008-006514, ANDESCO E-2008-006513, ASOCODIS E-2008-006512, ELECTROCAQUETA E-2008-006506, ISA E-2008-006504, SSPD E-2008-006392, UPME E-2008-006376, EPSA E-2008-006543, CENS E-2008-006538, EMCALI E-2008-006539, ENELAR E-2008-004654, CAC E-2008-004789, EMCALI E-2008-006544, CODENSA E-2008-006549, CND E-2008-006559, CETSA E-2008-006668, EBSA E-2008-006675, EEB E-2008-006717, CNO E-2008-006793; ELECTROHUILA E-2008-007094 Y CEDENAR E-2008-006332;

Que los comentarios recibidos en la CREG fueron considerados para la expedición de la presente resolución y su respectivo análisis se presenta en el documento CREG XXX de 2008;

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión XXX del XX de XXXX de 2008, aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local

R E S U E L V E:

Artículo 1. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, en el Decreto 388 de 2007 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Activos de Conexión al STN. Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional.

Se consideran como activos de Conexión al STN las siguientes UC: 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 inferior a 220 kV y la Bahía de Transformador del lado de baja.

En la remuneración de los activos de uso del Nivel de Tensión 4 se incluirá la correspondiente a los Activos de Conexión al STN remunerados mediante cargos por uso.

Activos de Conexión a un STR o a un SDL. Son los bienes que se requieren para que un generador, un Operador de Red o varios de los anteriores se conecten físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local. También son Activos de Conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los Niveles de Tensión 4, 3 o 2. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

Los Activos de Conexión utilizados para conectar un OR al STR o al SDL de otro OR serán considerados en el cálculo de los cargos por uso del OR que se conecta y su operación y mantenimiento estarán bajo su responsabilidad.

Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, éstos deberán acordar cuál de ellos se encargará de la operación y el mantenimiento y el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades.

Activos del Nivel de Tensión 1. Son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores de 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, sin incluir los que hacen parte de instalaciones internas. Estos activos son considerados activos de uso.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Activos de Uso de STR y SDL. Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en UC, no son Activos de Conexión, y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

Activos en Operación. Son aquellos activos eléctricos que forman parte de un sistema utilizado de forma permanente en la actividad de distribución de energía eléctrica, incluyendo aquellos que están normalmente abiertos. Se entiende por sistemas normalmente abiertos aquellos que se encuentran disponibles para entrar en servicio en forma inmediata cuando se requieran.

Activos no eléctricos. Son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica 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 y equipos de Comunicaciones.

AOM. Valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL, incluyendo los activos de Nivel de Tensión 1.

Base de Inversiones: Es el conjunto de UC que un Operador de Red requiere para prestar el servicio con una cobertura y calidad determinadas.

Cargos Máximos por Niveles de Tensión 1, 2, 3. Son los cargos expresados en \$/kWh para cada Nivel de Tensión que remuneran el uso de los Sistemas de Distribución Local.

Cargo Medio del Nivel de Tensión 4. Es el cargo por inversión expresado en \$/kWh para el Nivel de Tensión 4 que se utilizará para efectos de la aplicación del Decreto 388 de 2007.

Cargos de los STR. Son los cargos expresados en \$/kWh que remuneran los Activos de Uso del Nivel de Tensión 4 y los Activos de Conexión al STN de los OR.

Cargos por Uso del OR. Son los cargos, expresados en \$/kWh acumulados para cada Nivel de Tensión, que remuneran a un OR los Activos de Uso de los SDL, STR y de Conexión de estos sistemas al STN. Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 son cargos máximos.

Centro Nacional de Despacho (CND): Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los Acuerdos del CNO.

Conexión y Acceso a Redes. Es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, de un Sistema de Transmisión Regional y/o un Sistema de Distribución Local, previo el cumplimiento de las

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

Costos Medios del Operador de Red: Son los costos por unidad de energía obtenidos a partir del Costo de Reposición para cada Nivel de Tensión dividido entre la energía útil respectiva.

Disponibilidad. Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación.

Evento. Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso de los STR o SDL.

Fecha de Corte. Es el 31 de diciembre de 2007.

Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad (IAAD). Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el año de evaluación, el cual se obtiene como el promedio de los *ITAD* del respectivo año. Para el primer año este índice se calculará con el promedio de los *IRAD*.

Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD). Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el período usado como referencia.

Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el trimestre de evaluación.

Indisponibilidad. Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal. Se entiende que un activo está indisponible cuando no está disponible para el servicio, independientemente de que su función esté siendo suplida por otro activo del SIN.

Liquidador y Administrador de Cuentas -LAC-: Entidad encargada de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

Mantenimiento Mayor. Mantenimiento de Activos de Uso de los STR que se realiza por una vez cada seis (6) años y que requiere un tiempo mayor a las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad fijadas para dichos Activos.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Mercado de Comercialización: Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Metodología de Ingreso Regulado (Revenue Cap). Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión establece, para cada Operador de Red, los ingresos que requiere para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y los activos de conexión al STN, y que sirven para calcular los cargos de los STR.

Metodología de Precio Máximo (Price Cap). Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión aprueba, para cada Operador de Red, los cargos máximos por unidad de energía transportada en los niveles 1, 2 y 3 de su sistema.

Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores: Es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un Nivel de Tensión superior al que se encontraba.

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 57.5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 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.

Nodo. Punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. 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 Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un municipio, sin perjuicio de las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la vigencia de la presente resolución.

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 un Mercado de Comercialización.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de 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, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Tasas de Retorno. Tasas calculadas a partir de la estimación del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) establecido para la actividad de distribución de energía eléctrica en términos constantes y antes de impuestos. Se determina una Tasa de Retorno para remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado y otra para remuneración con la Metodología de Precio Máximo.

Unidad Constructiva (UC). Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

Universalización del Servicio: Objetivo consistente en ampliar la cobertura del servicio eléctrico a toda la población, así como, garantizar el sostenimiento de dicho servicio a la población ya cubierta por el mismo, teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos.

Usuario. 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. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final.

Usuarios de los STR o SDL. Son los Usuarios finales del servicio de energía eléctrica, Operadores de Red y Generadores conectados a estos sistemas.

Zonas Especiales. Son aquellas zonas definidas en el Decreto 4978 del 2007.

Artículo 2. 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) En virtud del principio de integralidad de la tarifa establecido en la Ley, los cargos de los Sistemas de Distribución Local variarán según los índices de calidad del servicio prestado.
- b) Para tener en cuenta las mejoras en productividad, los cargos del Nivel de Tensión 1 se disminuirán teniendo en cuenta los ingresos recibidos por el

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

OR, por la prestación de servicios distintos al de distribución de electricidad, mediante los mismos activos que son objeto de remuneración a través de ésta metodología.

- c) Los cargos de los Sistemas de Transmisión Regional y de los Sistemas de Distribución Local, diferentes al Nivel de Tensión 1, se determinarán a partir de los inventarios de los OR, de acuerdo con las UC que se presentan en el ANEXO 4. Los OR podrán presentar UC especiales no contempladas en el ANEXO 4, para lo cual deberán suministrar la información correspondiente dentro de la respectiva actuación administrativa.
- d) Los costos anuales de los Sistemas de Transmisión Regional se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes al Nivel de Tensión 4 y de las conexiones al STN de los OR.
- e) 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 los pagos de cargos por uso entre OR en dichos niveles.
- f) Los Cargos máximos del Nivel de Tensión 1 se determinarán de acuerdo con la metodología que se presenta en el ANEXO 3.
- g) Los usuarios que sean propietarios de activos del Nivel de Tensión 1 pagarán cargos de este nivel de tensión, descontando la parte del cargo que corresponda a la inversión.
- h) A los usuarios conectados al Nivel de Tensión 1 de barrios subnormales, se les descontará el 50% del Cargo de Inversión del Nivel de Tensión 1, independientemente del nivel en el cual esté instalado el medidor que registre su consumo.
- i) Con independencia de la propiedad de los Activos del Nivel de Tensión 1, el OR es el responsable de su operación y mantenimiento.
- j) Los costos y cargos que remuneran los activos de uso podrán ser actualizados a lo largo del período tarifario según lo dispuesto en esta resolución.
- k) Cuando un OR se conecte al sistema de otro OR en cualquier Nivel de Tensión igual o inferior al 3, al Operador que está tomando energía del sistema se le considerará como un usuario del otro OR y, en tal caso, deberá pagar hasta el Cargo Máximo del Nivel de Tensión correspondiente (ANEXO 3).
- l) El comercializador cobrará a sus Usuarios los Cargos por Uso del Nivel de Tensión donde se encuentre conectado, directa o indirectamente, el medidor del usuario.
- m) Los Cargos por Uso del OR, resultantes de aplicar la metodología contenida en esta Resolución, remunerarán el uso de la infraestructura necesaria para llevar la 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 no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo STR o SDL, ni las pérdidas de energía que se presentan en los activos de conexión.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- n) Un Operador de Red será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos que opera y mantiene en desarrollo de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, independientemente de que sea o no propietario de los mismos y sin perjuicio de la remuneración que deberá pagar al propietario por su inversión, con excepción de los bienes o derechos que no deban incluirse en el cálculo de las tarifas en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994.
- o) Cualquier usuario del STR o SDL podrá contratar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red con el OR del sistema al cual se conecta, siempre y cuando exista la posibilidad técnica de ofrecerla y pague por ello.
- p) 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.
- q) Los comercializadores aplicarán cargos por uso de STR y SDL a la demanda asociada con la prestación del servicio de Alumbrado Público del Nivel de Tensión al cual se conecten las 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. Si el Alumbrado Público posee medida de energía en el Nivel de Tensión 1 y el transformador no es de propiedad del OR, el comercializador aplicará cargos por uso de este Nivel, descontando la parte del cargo que corresponda a la inversión.
- r) La metodología definida en esta Resolución considera características técnicas del transporte de energía eléctrica a través de los STR y SDL, en zonas urbanas y rurales.
- s) Los cargos máximos aprobados por parte de la Comisión estarán sujetos al régimen de libertad regulada.

Artículo 3. Información base para el cálculo de los costos y los cargos.

Para la aprobación de los costos y los cargos de un OR se tendrá en cuenta, principalmente, la siguiente información:

- Inventarios de activos de uso y activos de conexión al STN (remunerados mediante cargos por uso), operados por el OR en el Nivel de Tensión 4.
- Inventarios de activos de uso y activos de conexión al STR o SDL (remunerados mediante cargos por uso), operados por el OR en los Niveles de Tensión 3 y 2 y reportados a la CREG, y que hayan entrado en operación a la Fecha de Corte.
- Identificación de las UC operadas por el OR cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994 en la forma en que quedó modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007.
- Áreas de los terrenos donde están ubicadas las subestaciones junto con su valor catastral.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Energía transportada en cada uno de los Niveles de Tensión, durante los doce meses anteriores a la Fecha de Corte, de acuerdo con el ANEXO 8 de esta Resolución.
- Energía registrada en todas las fronteras comerciales, durante los doce meses anteriores a la Fecha de Corte, de acuerdo con la información del ASIC.
- Energía vendida por Nivel de Tensión, en cada Mercado de Comercialización, durante los doce meses anteriores a la Fecha de Corte, reportada al SUI.
- Información sobre las inversiones en Nivel de Tensión 1, obtenida a partir de las muestras estadísticas reportadas por cada OR
- Información de los transformadores de distribución reportados al SUI en la base de datos de indicadores de calidad a la Fecha de Corte.
- Información financiera reportada al SUI para los cinco años calendario anteriores a la Fecha de Corte.
- Información de indicadores de calidad registrada en el SUI, para los dos años calendario anteriores a la Fecha de Corte.
- Información sobre eventos en los activos de Conexión al STN, reportados por el CND y eventos en las líneas de Nivel de Tensión 4 reportados por los OR.
- Ingresos por la explotación de la infraestructura remunerada a través de cargos por uso, en otras actividades diferentes a la de distribución de energía eléctrica, durante los cinco años calendario anteriores a la Fecha de Corte.

Parágrafo. Para las empresas resultantes de fusiones o desintegraciones la información base, según la antigüedad con que sea requerida en esta Resolución, comprenderá la de las empresas que dieron lugar a la fusión o a la desintegración.

Artículo 4. Información requerida para la aprobación de los cargos de los STR y SDL. Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución los OR deberán someter a aprobación de la CREG, lo siguiente:

- a) Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4, el cual, deberá calcularse de conformidad con la metodología descrita en el numeral 1 del ANEXO 2 de la presente Resolución.
- b) Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3 y 2 para cada uno de los años del período tarifario. Estos cargos deberán ser calculados de conformidad con la metodología descrita en el numeral 2 del ANEXO 3 de la presente Resolución.
- c) Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1. Estos cargos deberán ser calculados de conformidad con la metodología descrita en el numeral 3 del ANEXO 3 de la presente Resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En esta misma oportunidad los OR deberán suministrar el diagrama unifilar de las redes de los Niveles de Tensión 4 y 3, especificando todas las conexiones a otros Niveles de Tensión.

Artículo 5. Cálculo de los cargos de los STR. Los cargos de los STR serán calculados por el LAC a partir de los costos anuales aprobados por la CREG, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO 5.

Artículo 6. Nuevos Sistemas de Distribución. Quienes pretendan operar nuevos sistemas de distribución que se constituyan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, deberán obtener previamente la aprobación de costos y cargos por parte de la CREG. Con la solicitud de aprobación de cargos por uso de STR o SDL, el agente deberá reportar el listado de municipios a atender.

- a) Cuando se trate de la conformación de nuevos sistemas a partir de la división de activos de un OR existente, los respectivos agentes deberán someter en forma previa, para la aprobación de la CREG, la información de que trata esta Resolución para los nuevos sistemas que van a operar.
- b) Un Operador de Red que entra a reemplazar a otro OR que opera una red existente, que ya tiene cargos aprobados para un STR o SDL, no requiere una nueva aprobación de cargos por parte de la Comisión.
- c) Cuando se trate de la unificación de los sistemas de dos o más OR, los costos y cargos para el nuevo sistema se calcularán:
 - Sumando los costos anuales de Nivel de Tensión 4,
 - Ponderando los cargos de los Niveles de Tensión 3 y 2 y las pérdidas de energía de cada nivel con la energía útil de cada nivel de tensión utilizada en el cálculo inicial de cargos,
 - Los cargos del Nivel de Tensión 1 y las pérdidas de energía de este nivel, ponderados con base en las ventas en este nivel utilizadas para el cálculo de los respectivos cargos.

Artículo 7. Tratamiento de Activos de Conexión al STN. Los activos de Conexión al STN que utilizan los OR serán considerados en el cálculo de los costos del STR y se remunerarán vía cargos por uso, sin perjuicio de los contratos de conexión que existan con el propietario de los activos.

A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, los usuarios finales que se conecten a activos que están siendo remunerados a los OR mediante cargos por uso, se entenderán conectados a un STR o SDL y por lo tanto pagarán los cargos por uso respectivos.

Parágrafo. Para las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución, en las que se tengan usuarios finales considerados como conectados directamente al STN, no

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

habrá lugar al cobro de cargos por uso de STR o SDL. Para este efecto, se entiende que un usuario final está conectado directamente al STN cuando el equipo que está instalado entre su punto de conexión y el STN corresponde a activos de transformación con tensión primaria del STN y sus módulos asociados incluyendo, sólo para estos casos, el barraje del lado de baja tensión. En estas condiciones sólo se remunerará vía cargos por uso la proporción de los activos que utiliza el (los) OR. 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.

Artículo 8. Calidad del Servicio de Distribución. La calidad del servicio se determinará a partir de la información recolectada por el CND sobre la duración de las indisponibilidades de los activos de conexión al STN y de las líneas que hacen parte de cada STR. La remuneración que reciben los OR, responsables de tales activos, se disminuirá cuando se incumplan las metas y las exigencias señaladas en el ANEXO 10.

Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3, la calidad del servicio de distribución prestado por un OR se evaluará trimestralmente en términos de la calidad media brindada a los usuarios conectados a estos Niveles de Tensión, comparándola con la calidad media de referencia del OR. En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado, el OR podrá obtener un aumento o disminución de sus Cargos por Uso con base en la metodología descrita en el ANEXO 10.

Artículo 9. Actualización de los cargos por la puesta en servicio de nuevos activos. Cuando entren en operación nuevos Activos de Uso se actualizarán los cargos correspondientes, siempre que se cumplan las condiciones que a continuación se determinan:

a) Activos de Nivel de Tensión 4 o de Conexión al STN ejecutados por el OR.

El Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 será revisado por la Comisión, cuando el OR cumpla con los siguientes requisitos, lo cual debe acreditar con su solicitud de actualización de cargos:

- i. Presentación a la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- del proyecto con las alternativas estudiadas y sus respectivas evaluaciones económicas.
- ii. Aprobación de los proyectos de Conexión al STN y los proyectos relacionados con Activos de Uso del Nivel de Tensión 4 por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.
- iii. Para los proyectos de Conexión al STN, suscripción del respectivo contrato de conexión con sujeción a la regulación vigente siempre y

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

cuando el OR que se conecta al STN sea diferente del transportador responsable de la red de transmisión en el punto de conexión.

De igual manera, el Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 será revisado oficiosamente por la Comisión cuando alguno de los activos reportados para su remuneración no continúe en servicio. El agente deberá informar a la Comisión sobre la ocurrencia de tal hecho.

b) Activos de Nivel de Tensión 4 o de Conexión al STN ejecutados mediante convocatorias.

- En caso de que el costo promedio (\$/kWh) de un proyecto de Conexión al STN o de Nivel de Tensión 4 sea inferior al respectivo Costo Medio de Inversión del OR al que se conectaría dicho proyecto y, adicionalmente, no se haya iniciado su construcción en el término de un año contado a partir de su inclusión en el Plan de Expansión por parte de la UPME, el mismo será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia en los cuales sólo podrán participar los OR existentes.
- Cuando la UPME dentro del Plan de Expansión del STN haya identificado proyectos en ese sistema que requieren a su vez de la ejecución de otros en los STR, dado que éstos hacen parte de la justificación tanto técnica como económica para la recomendación de la expansión del STN, esta entidad informará al OR que se conectará a las nuevas subestaciones del STN sobre los proyectos de expansión requeridos en el STR y la fecha definida en el Plan para su puesta en operación.

El OR deberá manifestar por escrito a la UPME, dentro del término que ésta le señale, si desea desarrollar el respectivo proyecto de expansión, caso en el cual se obligará a ponerlo en operación en la fecha definida en el Plan y a cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001, modificada por la Resolución CREG 093 de 2007, en lo aplicable a proyectos de expansión originados en solicitudes de conexión de usuarios, en particular con la entrega de la garantía en la fecha indicada por la entidad que adelante la convocatoria.

Si el OR no manifiesta su interés de desarrollar el proyecto de expansión del STR o no cumple con las condiciones de la garantía, este proyecto será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia en los cuales sólo podrán participar los OR existentes.

Las normas y condiciones de las convocatorias serán aprobadas en resolución independiente donde se incluirá la forma en que se actualizarán los costos anuales de los OR que atiendan usuarios beneficiados por el proyecto y la metodología de remuneración de los costos al OR a quien se le adjudique.

c) Activos con costos superiores a los Costos Medios

En cumplimiento del Decreto 388 de 2007, modificado por el Decreto 1111 de 2008, los costos del Nivel de Tensión 4 y los cargos de los Niveles de Tensión 3 y 2 podrán ser revisados, cuando entren en operación proyectos cuyos costos promedio (\$/kWh) resulten superiores a los respectivos Costos Medios del OR.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Con este propósito se definen los siguientes criterios a aplicar por la UPME:

- La relación Beneficio / Costo debe ser superior o igual a 1.
- Se debe demostrar que es la mejor opción frente a otras alternativas de prestación del servicio.

Esta revisión la realizará la CREG una vez por año calendario para cada OR para lo cual el OR deberá reportar la siguiente información:

i. A la UPME :

- Proyecto con las alternativas estudiadas y las respectivas evaluaciones económicas.
- Energía anual adicional que servirá el proyecto, la cual no podría servirse sin su entrada en operación
- Demostración de que el proyecto fue sometido a una auditoría en la cual se verificó que el proyecto fue realizado de acuerdo con la alternativa seleccionada por la UPME y con el cumplimiento de las normas de construcción y seguridad vigentes.
- Evidencia de que los procesos de selección y contratación para la ejecución del proyecto aseguran la posibilidad de concurrencia a los eventuales contratistas en igualdad de condiciones.

ii. A la CREG

- Constancia de aprobación del proyecto por parte de la UPME
- Certificación de entrada en operación comercial:
 - Para proyectos de Nivel de Tensión 4, expedida por el CND
 - Para proyectos de Nivel de Tensión 3 o 2, expedida por el Operador de Red al que se conectó.
- Asimilación a UC de conformidad con el ANEXO 4 de la presente Resolución.
- Presentar un anexo con los costos finales desagregados de todas las inversiones y las actividades relacionadas con el proyecto.
- Identificación de las UC operadas por el OR cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en la forma en que quedó modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007.

El ajuste de los cargos se realizará de conformidad con lo establecido en la presente resolución.

Las normas y condiciones de la convocatorias que se realicen de acuerdo con lo lo previsto en el literal c) del artículo 5 del Decreto 388 de 2007, serán aprobadas en resolución independiente donde se incluirá la forma en que se actualizarán los costos anuales y los cargos de los OR que atiendan usuarios

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

beneficiados por el proyecto y la metodología de remuneración de los costos al OR a quien se le adjudique.

d) Reposición de UC asociadas con activos de distribución financiados a través de recursos públicos.

Los costos del Nivel de Tensión 4 y los cargos de los Niveles de Tensión 3 y 2 podrán ser revisados, una vez por año calendario, cuando un OR realice reposición de Unidades Constructivas asociadas con activos de distribución financiados a través de recursos públicos.

El OR deberá adjuntar la siguiente información:

- Comunicación a la CREG solicitando la inclusión de dichas UC en la base de inversiones.
- Demostración de que la reposición de las UC fue sometida a una auditoría en la cual se verificó que dicha reposición fue realizada
- Listado de UC objeto de la reposición según el ANEXO 4 de esta resolución
- Constancia de la entidad pública propietaria de los activos donde se certifique que fue el OR quien realizó dicha reposición.

Parágrafo 1. Cuando, durante la vigencia del período tarifario, la Comisión apruebe modificar la remuneración de un STR según lo establecido en los literales a) y b) de este artículo, los nuevos Costos Anuales serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR respectivos, a partir del mes siguiente al de la entrada en vigencia de la respectiva Resolución, siempre y cuando el proyecto haya entrado en operación comercial. Las actualizaciones aprobadas de acuerdo con lo señalado en los literales c) y d) de este artículo serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR y SDL respectivos, en el año siguiente al de la entrada en operación comercial del proyecto siempre que haya quedado en firme la respectiva Resolución. Para las actualizaciones se seguirá la metodología descrita en el numeral 1 del ANEXO 3 y numeral 1 del ANEXO 5 de la presente Resolución.

Parágrafo 2. La Comisión podrá efectuar las auditorías que considere pertinentes para verificar la información sobre los nuevos activos de que trata este Artículo.

Artículo 10. Actualización, Liquidación y Recaudo de los Cargos por Uso de STR y SDL. Los Cargos por Uso de los STR y SDL, se actualizarán, liquidarán y recaudarán, así:

a) Cargos de los STR

Los Cargos de un STR serán actualizados y liquidados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) y facturados por los OR a los comercializadores que atienden Usuarios de los STR o SDL, siguiendo las

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

disposiciones contenidas en el numeral 1 del ANEXO 5 de la presente Resolución.

b) Cargos de los SDL

Los Cargos de los SDL serán actualizados, liquidados y facturados siguiendo las disposiciones contenidas en el numeral 2 del ANEXO 5, de la presente Resolución.

Artículo 11. Conformación de los STR. Para efectos de la liquidación de cargos por uso se establecen los STR definidos en el ANEXO 1 de la presente Resolución.

Parágrafo. Las redes de nuevos OR serán integradas a uno de los STR establecidos dependiendo de la ubicación de sus activos dentro de los referidos sistemas.

Artículo 12. Cargos por Uso para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Los cargos por uso, por Niveles de Tensión, que serán utilizados para determinar el Costo Unitario de Prestación del Servicio, definido según lo dispuesto en las Resoluciones CREG 119 de 2007 y CREG 058 de 2008 o aquellas que las modifiquen o sustituyan, serán determinados por cada comercializador siguiendo las disposiciones del ANEXO 5 de la presente Resolución.

Artículo 13. Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores. Los Usuarios de los SDL podrán migrar a un nivel de tensión superior, siempre que cumplan los siguientes requisitos ante el respectivo OR:

- Justificar técnicamente la necesidad de cambio de Nivel de Tensión.
- Obtener autorización del OR a cuyas redes se encuentra conectado el usuario cuando el cambio propuesto es en el sistema del mismo OR.
- Si el usuario requiere mantener la instalación donde se encuentra conectado, deberá cumplir con lo establecido en el Artículo 14 de la presente resolución.

Parágrafo 1. Los OR deben disponer de un estudio técnico, actualizado anualmente, que considere entre otros aspectos: pérdidas, regulación y calidad de su sistema que permita determinar, según la capacidad de conexión solicitada por un usuario, el nivel de tensión al cual debería conectarse, sujeto a que dicho nivel de tensión esté disponible. Cada vez que se actualiza dicho estudio debe ser publicado y sometido a comentarios de los terceros interesados, los cuales deberán ser resueltos por el OR.

Parágrafo 2. El OR tendrá un plazo de 15 días hábiles para decidir sobre la solicitud de migración. La negación de la autorización deberá estar técnicamente justificada.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Artículo 14. Cargos por Disponibilidad de Capacidad de Respaldo de la Red. Los Usuarios de los STR o SDL podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectan, a través de su comercializador, la suscripción de un contrato de disponibilidad de capacidad de respaldo de la red, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO 12 de esta Resolución.

Artículo 15. Transporte de energía reactiva. En caso de que la energía reactiva (kVArh) consumida por un Usuario de los STR o SDL, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6 del ANEXO 5 de esta Resolución.

Para los efectos de esta norma, la energía reactiva consumida por un Usuario de los STR o SDL se determinará a partir del balance neto de la energía que le es entregada al Usuario de los STR o SDL, en un mismo nodo y en cada periodo horario, de acuerdo con lo registrado en las fronteras comerciales del mismo usuario, asociadas a dicho nodo.

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios o fronteras comerciales que, por su consumo de energía reactiva, estén obligados al pago de la misma conforme a lo establecido en esta disposición y a la instalación del medidor correspondiente.

Artículo 16. Clasificación de Activos de Conexión y Activos de Uso. Los activos que sean declarados para ser remunerados mediante cargos por uso o contratos de conexión, al momento de solicitud de aprobación por parte del OR de los cargos, mantendrán este tipo de remuneración durante todo el periodo tarifario.

Parágrafo 1. Durante el periodo tarifario, los OR no podrán exigir la remuneración, a través de contratos de conexión, de activos que hayan sido reportados para ser remunerados mediante Cargos por Uso.

Parágrafo 2. Si a un activo se conectan uno o varios transportadores, el activo se remunerará mediante cargos por uso al OR que lo opera y mantiene.

Parágrafo 3. Los OR o los terceros propietarios de Activos de Conexión a los STR o SDL no podrán recibir, por concepto de remuneración de dichos activos, ingresos superiores a los que hubieran obtenido si estos activos fueran remunerados vía Cargos de Uso de STR o SDL.

Artículo 17. Criterio de seguridad y confiabilidad en los STR. De conformidad con lo establecido en la Resolución MME 18 2148 de diciembre de 2007, las conexiones de los OR al STN, que tienen un sólo transformador, deberán contar con una unidad de reserva.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Por unidad de reserva se entiende un (1) transformador trifásico o un (1) transformador monofásico para el caso de los bancos de transformadores.

Parágrafo 1. Los OR deben cumplir con lo exigido en este Artículo dentro de los tres años siguientes a la vigencia de la presente Resolución y presentar ante la CREG, la solicitud de remuneración del activo mediante la actualización del costo anual.

Parágrafo 2. La Comisión podrá efectuar las auditorías que considere pertinentes para verificar la información sobre las unidades de reserva.

Artículo 18. Vigencia de los cargos. Los costos y cargos por uso de los STR y SDL que defina la Comisión estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Parágrafo 1. Los Operadores de Red deberán someter a aprobación de la Comisión, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, con base en la metodología aquí establecida, el estudio de los cargos aplicables para el presente periodo tarifario.

Parágrafo 2. Una vez enviada la información, la CREG ordenará al OR 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 se presentó a la Comisión, con el fin de que los terceros interesados puedan intervenir en la actuación administrativa. El OR deberá enviar a la Comisión copia del aviso de prensa respectivo. El resumen deberá contener como mínimo la información contenida en el ANEXO 7 de esta Resolución.

Parágrafo 3. Vencido el periodo de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, éstos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 19. Pruebas. La CREG aplicará el mecanismo de verificación que se establece en el ANEXO 6 de la presente Resolución, sin perjuicio de la facultad de decretar otras pruebas conforme al Artículo 108 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 20. Decisión sobre aprobación de los costos y cargos de cada OR. Una vez analizada la información presentada por los OR, 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 costos anuales y los cargos máximos de que trata la presente Resolución.

Parágrafo. Cuando el OR no someta a aprobación de la CREG los Costos Anuales y los Cargos Máximos en el plazo previsto o los someta con información que incumpla los parámetros de verificación establecidos en el ANEXO 6 de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

esta Resolución, la Comisión fijará los Costos Anuales para el Nivel de Tensión 4 con la información disponible y los Cargos Máximos con un valor equivalente al 90% del cargo más bajo aprobado a los OR según la presente metodología, sin perjuicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos cargos estarán vigentes hasta que el OR formule la respectiva solicitud y los nuevos le sean aprobados.

Artículo 21. 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 22. Derogatorias. La presente Resolución deroga los numerales 9.3.1 y 9.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 y aquellas disposiciones que le sean contrarias.

Artículo 23. Vigencia. La Resolución que finalmente se adopte regirá a partir de su publicación en el Diario Oficial y derogará en esa fecha las disposiciones que le sean contrarias y las que aquí se propone derogar expresamente, si así se decide.

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 1.

CONFORMACIÓN DE STR

1 Sistemas de Transmisión Regional (STR)

Se conforman dos (2) STR con los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, en el Nivel de Tensión 4, de los OR enumerados en cada uno de ellos.

1.1 STR Norte

1. Electrificadora de la Costa Atlántica S. A. E.S.P.
2. Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.

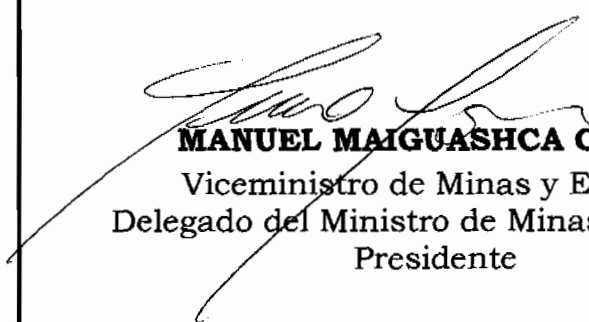
1.2 STR Centro-Sur

1. Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P.
2. Centrales Eléctricas de Nariño S. A. E.S.P.
3. Centrales Eléctricas del Cauca S. A. E.S.P.
4. Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P.
5. CODENSA S. A. E.S.P.
6. Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. E.S.P.
7. Compañía Energética del Tolima S. A. E.S.P.
8. Distribuidora del Pacífico S. A. E.S.P.
9. Electrificadora de Santander S. A. E.S.P.
10. Electrificadora del Caquetá. S. A. E.S.P.
11. Electrificadora del Huila S. A. E.S.P.
12. Electrificadora del Meta S. A. E.S.P.
13. Empresa de Energía de Arauca S. A. E.S.P.
14. Empresa de Energía de Boyacá S. A. E.S.P.
15. Empresa de Energía de Cundinamarca S. A. E.S.P.
16. Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P.
17. Empresa de Energía del Bajo Putumayo S. A. E.S.P.
18. Empresa de Energía del Casanare S. A. E.S.P.
19. Empresa de Energía del Pacífico S. A. E.S.P.
20. Empresa de Energía del Putumayo S. A. E.S.P.
21. Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P.
22. Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S. A. E.S.P.
23. Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S. A. E.S.P.
24. Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P.
25. Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P.
26. Empresas Municipales de Energía Eléctrica S. A. E.S.P.
27. Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- 28. Municipio de Campamento S. A. E.S.P.
- 29. Ruitoque S. A. E.S.P.

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 2.

CÁLCULO DE COSTOS ANUALES

1 Determinación de los Costos Anuales por el Uso de los Activos 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 determinarán los siguientes costos anuales, en pesos de la Fecha de Corte, de conformidad con las siguientes disposiciones:

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

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

- Los inventarios de Activos en Operación a la Fecha de Corte reportados por los OR a la CREG en la solicitud de cargos, clasificados según el listado de UC que se presenta en el ANEXO 4 de la presente Resolución y las UC especiales sometidas a consideración de la Comisión. En particular, se deben identificar los activos operados por el OR cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en la forma en que quedó modificado por el artículo 143 de la Ley 151 de 2007.
- La valoración de las UC reportadas, utilizando el Costo Reconocido y la vida útil que se establecen en el ANEXO 4 de la presente Resolución.
- Los terrenos asociados con cada subestación reportados por el OR a la CREG, conjuntamente con la solicitud de aprobación de que trata el Artículo 4 de la presente Resolución, indicando para cada terreno su área (m²) y valor catastral total (en pesos de la Fecha de Corte).

Para el Nivel de Tensión 4 se considerarán los siguientes activos:

- Los activos aprobados al OR conforme a la metodología prevista en la Resolución CREG 082 de 2002, que se encuentren en operación a la fecha de presentación de la nueva solicitud de aprobación de costos,
- Las actualizaciones aprobadas por la Comisión en cumplimiento del Artículo 6 de la Resolución CREG 082 de 2002,
- Los activos que al momento de la solicitud de aprobación de costos, tengan la aprobación correspondiente de la UPME y se encuentren en operación y
- Las UC Sistema de Control de la Subestación y Protección Diferencial que se encuentren en operación a la fecha de la nueva solicitud de aprobación de costos.

El costo anual equivalente de los activos de uso para cada Nivel de Tensión se determina así:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$$CAAE_{j,n} = \sum_{i=1}^{NR_{j,n}} \left(CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right) + \frac{CASN_j}{Ns_j - 1} * Ds_{j,n}$$

- CAAE_{j,n}:** Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión *n*, para el Operador de Red *j*. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 1 de esta resolución, los activos de Conexión al STN se incluirán dentro del costo anual para remunerar los Activos de Nivel de Tensión 4.
- NR_{j,n}:** Número total de UC del Nivel de Tensión *n*, reportadas por el OR *j*.
- CR_i:** Costo Reconocido para la UC *i*, reportada por el OR *j*.
- PU_{j,i}:** Fracción del costo de la UC *i*, que es remunerada vía cargos por uso al OR *j*.
- RPP_{j,i}:** Esta fracción se calcula a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.
- r:** Tasa de Retorno para la remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado o con la Metodología de Precio Máximo, según corresponda.
- V_i:** Vida útil en años, reconocida para la UC *i*.
- CASN_j:** Costo Anual de las UC que no se asocian con un Nivel de Tensión específico, para el OR *j*. Este costo se determina según lo establecido en el numeral 1.1.1 de este Anexo.
- Ns_j:** Número Total de Niveles de Tensión (máximo 4), para los cuales el OR *j* opera activos de uso.
- Ds_{j,n}:** Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR *j* reporta activos de uso para el Nivel de Tensión *n*.

1.1.1 Costo Anual de UC que no se asocian con un Nivel de Tensión específico (CASN_j)

Este costo se determina según la siguiente expresión:

$$CASN_j = \sum_{i=1}^{NSN_j} \left[CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right]$$

donde:

- CASN_j:** Costo Anual de las UC que no se asocian con un Nivel de Tensión específico, para el OR *j*.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $NS_{j,i}$: Número total de UC reportadas por el OR j , y que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.
- CR_i : Costo Reconocido para la UC i , reportada por el OR j .
- $PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i , que es remunerada vía cargos por uso al OR j .
- $RPP_{j,i}$: Esta fracción se calcula a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.
- r : Tasa de Retorno para la remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado.
- V_i : Vida útil en años, reconocida para la UC i .

1.2 Costo Anual de Terrenos ($CAT_{j,n}$)

Este costo se calcula para cada Nivel de Tensión de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAT_{j,n} = R * \sum_{i=1}^{NS_{j,n}} (AT_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * VCT_i)$$

donde:

- $CAT_{j,n}$: Costo Anual de Terrenos para el OR j , del Nivel de Tensión n . Aplica exclusivamente a las UC de Subestaciones
- R : 6,9%. Porcentaje reconocido anualmente sobre del valor de los terrenos.
- $NS_{j,n}$: Número total de UC de subestaciones del Nivel de Tensión n , reportadas por el OR j , sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos.
- AT_i : Área Típica reconocida a la UC i (m^2). Las Áreas Típicas se definen en el ANEXO 4 de la presente Resolución.
- $PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso al OR j .
- $RPP_{j,i}$: Esta fracción se calcula a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.
- VCT_i : Valor Catastral del Terreno ($\$/m^2$ de diciembre de 2007) correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la UC i .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

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

Se determinará el Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos que se reconoce al Operador de Red, en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAANE_{j,n} = NE * CAAE_{j,n}$$

donde:

- $CAANE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos asignable al Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .
- NE : Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso del Operador de Red, que se reconoce como Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos. NE es igual a 0.041 para los Niveles de Tensión 4, 3 y 2.
- $CAAE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de Activos de Uso del Nivel de Tensión n para el OR j .

1.4 Gastos Anuales de Administración, Operación y Mantenimiento ($AOM_{j,n,k}$):

Los Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento que se reconocerán al OR j , para el Nivel de Tensión n , en el año k , ($AOM_{j,n,k}$), se estimarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AOM_{j,n,k} = PAOMR_{j,k} * CRI_{j,n}$$

$$CRI_{j,n} = \sum_{i=1}^{NR_{j,n}} CR_i * PU_{j,i} + \sum_{i=1}^{NSN_j} CR_i * PU_{j,i} * \frac{DS_{j,n}}{NS_j - 1}$$

donde:

- $AOM_{j,n,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión n , para el OR j , en el año k .
- $PAOMR_{j,k}$: Porcentaje que se reconoce al OR j , en el año k , para remunerar el gasto anual de administración, operación y mantenimiento. Este porcentaje es igual para todos los Niveles de Tensión y se calcula de acuerdo con lo establecido en el ANEXO 9
- $CRI_{j,n}$: Costo de Reposición de Inversión del OR j , para el Nivel de Tensión n .
- $NR_{j,n}$: Número total de UC del Nivel de Tensión n , reportadas por el OR j , dentro de las cuales se deben considerar la UC cuyo valor de inversión no se incluye en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- CR_i*: Costo Reconocido para la UC *i*, reportada por el OR *j*.
- PU_{j,i}*: Fracción del costo de la UC *i*, que es remunerada vía cargos por uso al OR *j*.
- NSN_j*: Número total de UC reportadas por el OR *j*, y que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.
- DS_{j,n}*: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR *j* reporta activos de uso para el Nivel de Tensión *n*.
- NS_j*: Número Total de Niveles de Tensión (máximo 4), para los cuales el OR *j* opera activos de uso.
- n*: Nivel de Tensión 4, 3 ó 2

2 Costo Anual para el Nivel de Tensión 1

2.1 Costo Anual de Inversión

El Costo anual equivalente de los activos de uso para el Nivel de Tensión 1, *CAI_{j,1}*, se determina así:

$$CAI_{j,1} = CRI_{j,1} * \frac{r}{1 - (1 + r)^{-V_i}}$$

Donde:

- CRI_{j,1}*: Costo de Reposición de Inversión del OR *j*, para el Nivel de Tensión 1.
- r*: Tasa de Retorno reconocida para la metodología de Precio Máximo.
- V_i*: Vida útil en años, reconocida para los activos de Nivel de Tensión 1.

La inversión total estimada para cada OR se obtiene de la siguiente manera:

$$CRI_{j,1} = NT_j * \sum_{i=1}^H Inv_{H_{j,i}} * W_{j,i}$$

Donde:

- NT_j*: Número de Transformadores de Distribución de Nivel de Tensión 1, para el OR *j*. Corresponde a los transformadores reportados al SUI por los OR a diciembre de 2007.
- H*: Número de estratos de la muestra del OR *j*.
- Inv_{H_{j,i}}*: Inversión media por circuito (transformador más red secundaria) estimada en el Nivel de Tensión 1, para el estrato *i*, de la muestra del OR *j*.
- W_{j,i}*: Ponderación del estrato *i* de la muestra del OR *j*.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$$Inv_H_{j,i} = \frac{1}{NM_{j,i}} * \sum_{k=1}^{NM_{j,i}} Inv_C_{j,k,i}$$

Donde:

$Inv_C_{j,k,i}$: Inversión estimada del circuito k del estrato i , de la muestra del OR j . Para obtener este valor se utiliza el inventario de los circuitos de la muestra reportados por el OR a la Comisión en respuesta a la Circular CREG 013 de 2007. Para la valoración de los transformadores de la muestra se aplican los criterios definidos en el ANEXO 13

$NM_{j,i}$: Número de Transformadores de Distribución de Nivel de Tensión 1, de la Muestra del OR j , del estrato i .

$W_{j,i}$: Ponderación del estrato i de la muestra del OR j .

El factor de ponderación del estrato i , de la muestra del OR j , se obtiene de la siguiente manera:

$$W_{j,i} = \frac{N_{j,i}}{NT_j}$$

Donde:

$N_{j,i}$: Número de Transformadores de Distribución de Nivel de Tensión 1, del OR j , del estrato i .

2.2 Costo Anual de AOM

El costo anual de AOM para el Nivel de Tensión 1 se calcula con la siguiente expresión:

$$AOM_{j,1,k} = CRI_{j,1} * PAOMR_{j,k}$$

$AOM_{j,1,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión 1, para el OR j , en el año k .

$CRI_{j,1}$: Costo de Reposición de Inversión del OR j , para el Nivel de Tensión 1, calculada en el numeral 2.1 de este Anexo.

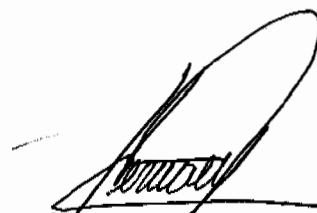
Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$PAOMR_{j,k}$: Porcentaje que se reconoce al OR j , en el año k , para remunerar AOM, calculado de acuerdo con lo establecido en el ANEXO 9.

Firma del Proyecto



MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente



HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 3.

CÁLCULO DE CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN

1 Cálculo de Cargos de los STR

Los Cargos de los STR serán calculados de acuerdo con la siguiente metodología.

1.1 Ingreso Anual

Para cada OR se determinará un Costo Anual por el uso de los Activos de Nivel de Tensión 4, así:

$$CA_{j,4} = CAI_{j,4} + AOM_{j,4,k} + CAT_{j,4} + CAANE_{j,4}$$

$$CAI_{j,4} = CAIR_{j,4} * 0,9 + CAAE_{j,4} * 0,1$$

$$CAIR_{j,4} = (CA_{j,4,R82} + CAC_{j,R82}) * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}} * FC_{j,4}$$

$$FC_{j,4} = \frac{1}{1,1114 * \frac{(CALR_{j,4,R82,DE} + CALNR_{j,4,R82,DE} + CAAC_{j,R82})}{(CALR_{j,4,R82,AE} + CALNR_{j,4,R82,AE} + CAAC_{j,R82})} + 0,1466}$$

donde:

- $CA_{j,4}$: Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el OR j .
- $CAI_{j,4}$: Costo Anual para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 4, para el OR j .
- $AOM_{j,4,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión 4, para el OR j , en el año k .
- $CAT_{j,4}$: Costo Anual de Terrenos para el OR j , del Nivel de Tensión 4.
- $CAANE_{j,4}$: Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos asignable al Nivel de Tensión 4, para el Operador de Red j .
- $CAIR_{j,4}$: Costo Anual de referencia a partir del cual se calcula el costo anual para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el OR j . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- $CAAE_{j,4}$: Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión 4, para el Operador de Red j .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $FC_{j,4}$: Factor de conversión en el Nivel de Tensión 4, para el OR j .
- $R82$: Con este subíndice se identifican las variables que se calcularon con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, las cuales se transcriben en el numeral 5 de este Anexo.
- IPP_{m-1} : 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 la Fecha de Corte.

1.2 Ingreso Mensual

Para cada uno de los meses del período tarifario el LAC estimará el Ingreso Mensual para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 de cada OR, así:

$$IM_{j,R,m} = \frac{1}{12} CA_{j,4} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} - CAL_{j,m-1}$$

donde:

- $IM_{j,R,m}$: Ingreso Mensual del mes m en pesos, para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 del OR j , perteneciente al STR R .
- $CA_{j,4}$: Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el OR j , calculado en la forma prevista en el numeral 1.1 de este Anexo.
- $CAL_{j,m-1}$: Compensaciones del OR j , perteneciente al STR R , en el mes $m-1$, por incumplimiento de lo establecido en el ANEXO 10, tal como se define esta variable en el numeral 1.8 de dicho Anexo.
- IPP_{m-1} : 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 2007.

1.3 Cargo del Nivel de Tensión 4

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

$$CD_{4,R,m} = \frac{\sum_{j=1}^{TR} IM_{j,R,m}}{\sum_{j=1}^{TR} DTC_{j,R,m-1}}$$

donde:

- $CD_{4,R,m}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R , en el mes m .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

IM_{j,R,m}: Ingreso Mensual del mes *m*, para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 del Operador de Red *j*, perteneciente al STR *R*.

TR: Número total de OR que conforman el STR *R* y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4.

DTC_{j,R,m-1}: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema del OR *j*, perteneciente al STR *R*, durante el mes *m-1*. Esta energía estará referida a 220 kV y no considerará la demanda de usuarios conectados directamente al STN. Para referir las demandas a 220 kV se utilizarán los factores contenidos en el numeral 2 del ANEXO 11 de esta Resolución.

Lo dispuesto en este numeral se aplicará a partir del primer día del mes siguiente al de la entrada en vigencia de la presente Resolución. Para los OR que no tengan costos anuales aprobados con base en la metodología definida en esta resolución, la variable $CA_{j,4}$ a utilizar se calculará de la siguiente forma:

$$CA_{j,4} = (CA_{j,4,R82} + CAC_{j,R82}) * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}}$$

donde:

IPP₀: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de la Fecha de Corte.

IPP_{dic01}: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

R82: Con este subíndice se identifican las variables que se calcularon con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, las cuales se transcriben en el numeral 5 de este Anexo.

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, para cada uno de los años del período tarifario, a partir de:

- Los Costos Anuales encontrados de acuerdo con la formulación contenida en el numeral 1 del ANEXO 2.
- Las energías útiles de cada Nivel de Tensión estimadas según lo establecido en el numeral 2 del ANEXO 8 de la presente Resolución.

Los cargos máximos para los Niveles de Tensión 3 y 2 se calculan por medio de las siguientes expresiones:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.1 Nivel de Tensión 3

$$CD_{j,3} = CDI_{j,3} + \frac{AOM_{j,3,k} + CAT_{j,3} + CAANE_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}}$$

$$CDI_{j,3} = CDIR_{j,3} * 0,9 + \frac{CAAE_{j,3}}{Eu_{j,3}} * 0,1$$

$$O_{j,3} = \sum_{f=1}^{NC3_j} (CD_{f,3} * EI_{j,f})$$

$$CDIR_{j,3} = CD_{j,3,R82} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}} * FC_{j,R,3}$$

$$FC_{j,N,3} = \frac{1}{1,2650 * \frac{(CAAE_{j,3,R82,DE})}{(CAAE_{j,3,R82,AE})} + 0,1477}$$

$$FC_{j,CS,3} = \frac{1}{1,3587 * \frac{(CAAE_{j,3,R82,DE})}{(CAAE_{j,3,R82,AE})} + 0,1586}$$

donde:

- $CD_{j,3}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3 para el OR j . Este valor estará referido a pesos de diciembre de 2007.
- $CDI_{j,3}$: Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 3, para el OR j .
- $AOM_{j,3,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión 3, para el OR j , en el año k .
- $CAT_{j,3}$: Costo Anual de Terrenos para el OR j , del Nivel de Tensión 3.
- $CAANE_{j,3}$: Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos asignable al Nivel de Tensión 3, para el Operador de Red j .
- $O_{j,3}$: Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 3.
- $Eu_{j,3}$: Energía útil del Nivel de Tensión 3 del OR j . Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del ANEXO 8 de la presente Resolución. Cuando sea necesaria la actualización del $CD_{j,3}$ por la aplicación de lo establecido en el literal b) del Artículo 9 de la presente Resolución, este factor será adicionado con la energía asociada a los proyectos objeto de actualizaciones por este concepto, reportada de acuerdo con lo establecido en el literal citado.
- $CDIR_{j,3}$: Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 3,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- aprobado por la CREG para el OR j . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- $CAAE_{j,3}$: Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión 3, para el Operador de Red j .
- $NC3_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el Nivel de Tensión 3 del OR j .
- $CD_{f,3}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3 (\$/kWh) estimado para el OR que exporta en la conexión f .
- $El_{j,f}$: Energía que importó el OR j , a través de la conexión f , reportada según lo dispuesto en el ANEXO 8.
- $FC_{j,R,3}$: Factor de conversión en el Nivel de Tensión 3, para el OR j . R se reemplaza con N para los OR del STR Norte y con CS para los OR del STR Centro-Sur.
- $R82$: Con este subíndice se identifican las variables que se calcularon con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, las cuales se transcriben en el numeral 5 de este Anexo.
- IPP_{m-1} : 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 la Fecha de Corte.

2.2 Nivel de Tensión 2

$$CD_{j,2} = CDI_{j,2} + \frac{AOM_{j,2,k} + CAT_{j,2} + CAANE_{j,2} + O_{j,2}}{Eu_{j,2}} + CD_{j,3-2}$$

$$CDI_{j,2} = CDIR_{j,2} * 0,9 + \frac{CAAE_{j,2}}{Eu_{j,2}} * 0,1$$

$$O_{j,2} = \sum_{f=1}^{NC2_j} (CD_{f,2} * El_{j,f})$$

$$CD_{j,3-2} = CD_{j,3} * \frac{Fe_{j,3-2}}{Eu_{j,2}}$$

$$CDIR_{j,2} = CD_{j,2,R82} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}} * FC_{j,R,2}$$

$$FC_{j,N,2} = \frac{1}{1,2650 * \frac{(CAU_{j,2,R82,DE} + CAR_{j,2,R82,DE} + CAO_{j,2,R82,DE})}{(CAU_{j,2,R82,AE} + CAR_{j,2,R82,AE} + CAO_{j,2,R82,AE})} + 0,2954}$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$$FC_{j,CS,2} = \frac{1}{1,3587 * \frac{(CAU_{j,2,R82,DE} + CAR_{j,2,R82,DE} + CAO_{j,2,R82,DE})}{(CAU_{j,2,R82,AE} + CAR_{j,2,R82,AE} + CAO_{j,2,R82,AE})} + 0,3172}$$

donde:

- $CD_{j,2}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2 para el OR j . Este valor estará referido a pesos de diciembre de 2007.
- $CDI_{j,2}$: Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 2, para el OR j .
- $AOM_{j,2,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión 2, para el OR j , en el año k .
- $CAT_{j,2}$: Costo Anual de Terrenos para el OR j , del Nivel de Tensión 2.
- $CAANE_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos asignable al Nivel de Tensión 2, para el Operador de Red j .
- $O_{j,2}$: Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 2.
- $Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del OR j . Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del ANEXO 8 de la presente Resolución. Cuando sea necesaria la actualización del $CD_{j,2}$ por la aplicación de lo establecido en el literal b) del Artículo 9 de la presente Resolución, este factor será adicionado con la energía asociada a los proyectos objeto de actualizaciones por este concepto, reportada de acuerdo con lo establecido en el literal citado.
- $CD_{j,3-2}$: Cargo unitario del nivel de Tensión 3 que se remunera parcialmente en el Nivel de Tensión 2, para el OR j . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- $CDIR_{j,2}$: Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 2, aprobado por la CREG para el OR j . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- $CAAE_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión 2, para el Operador de Red j .
- $NC2_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el Nivel de Tensión 2 del OR j .
- $CD_{f,2}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2 (\$/kWh) estimado para el OR que exporta en la conexión f .
- $EI_{j,f}$: Energía que importó el OR j , a través de la conexión f , reportada según lo dispuesto en el ANEXO 8.
- $Fe_{j,3-2}$: Flujo de energía del Nivel de Tensión 3 al Nivel de Tensión 2, del OR j . Estas energías se determinan según lo establecido en el ANEXO 8 de la presente Resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$FC_{j,R,2}$: Factor de conversión en el Nivel de Tensión 2, para el OR j . R se reemplaza con N para los OR del STR Norte y con CS para los OR del STR Centro-Sur.

$R82$: Con este subíndice se identifican las variables que se calcularon con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, las cuales se transcriben en el numeral 5 de este Anexo.

IPP_{m-1} : 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 la Fecha de Corte.

3 Cálculo de cargos máximos del Nivel de Tensión 1

Para cada OR se define un cargo máximo por concepto de inversiones y un cargo máximo por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento que se determinan de la siguiente manera:

$$CDI_{j,1} = CDIR_{j,1} * 0,9 + \frac{CAI_{j,1}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}} * 0,1 - \frac{OI_j}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}}$$

$$CDIR_{j,1} = \frac{CDAI_{j,1,R82} * VA_{j,1,0} + CDSI_{j,1,R82} * VS_{j,1,0}}{1,1272 * (VA_{j,1,0} + VS_{j,1,0})} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}}$$

$$CDM_{j,1} = \frac{AOM_{j,1,k}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}}$$

Donde:

$CDI_{j,1}$: Cargo Máximo por concepto de inversiones para el Nivel de Tensión 1, para el OR j .

$CDIR_{j,1}$: Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 1, aprobado por la CREG para el OR j . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.

$CAI_{j,1}$: Costo anual de los activos de uso en el Nivel de Tensión 1, para el OR j , tal como se definió en el ANEXO 2

OI_j : Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica. Este valor corresponde al 50% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza en la Fecha de Corte. Este valor debe ser reportado por el OR en el momento de la solicitud de aprobación de cargos. En caso de que no se reporte dicho valor, se tomará el 50% del valor más alto reportado por los OR.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $V_{j,1}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, efectuadas por todos los Comercializadores de energía en el sistema del OR j . La información de ventas corresponde a la registrada por los Comercializadores al SUI para el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $VA_{j,1,0}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, facturada con el cargo para circuitos aéreos, del OR j , durante el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $VS_{j,1,0}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, facturada con el cargo para circuitos subterráneos, del OR j , durante el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $PNT_{j,nr}$: Pérdidas No Técnicas No Reconocidas al OR j , en kWh-año, determinadas de acuerdo con el ANEXO 11.
- $CDM_{j,1}$: Cargo Máximo por concepto de AOM para el Nivel de Tensión 1, para el OR j .
- $AOM_{j,1,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión 1, para el OR j , en el año k , tal como se definió en el ANEXO 2.
- $R82$: Con este subíndice se identifican las variables que se calcularon con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, las cuales se transcriben en el numeral 5 de este Anexo.
- IPP_{m-1} : 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 la Fecha de Corte.

4 Cargos Medios del Nivel de Tensión 4

El cargo medio de Nivel de Tensión 4 se calculará de la siguiente manera:

$$CM_{j,4,m} = \frac{IM_{j,R,m} + CAL_{j,m-1}}{DTC_{j,R,m-1}}$$

Donde:

- $CM_{j,4,m}$: Cargo medio del Nivel de Tensión 4 del OR j para el mes m
- $IM_{j,R,m}$: Ingreso Mensual del mes m , para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 del OR j , perteneciente al STR R , tal como se define en el numeral 1.2 del ANEXO 3
- $CAL_{j,m-1}$: Compensaciones del OR j , perteneciente al STR R , en el mes $m-1$, por incumplimiento de lo establecido en el ANEXO 10, tal como se define esta variable en el numeral 1.8 de dicho Anexo.
- $DTC_{j,R,m-1}$: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema del OR j , perteneciente al STR R , durante el mes $m-1$. Esta energía estará referida a 220 kV y no considerará la demanda de usuarios conectados directamente al STN. Para referir

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

las demandas a 220 kV se utilizarán los factores contenidos en el numeral 2 del ANEXO 11 de esta Resolución.

5 Descripción de variables utilizadas

En este numeral se transcriben los nombres de las variables citadas en este Anexo, con el subíndice R82, y que hacen referencia a las calculadas para cada OR de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 082 de 2002, cuyos valores se encuentran en la resolución particular mediante la cual se le aprobaron los costos anuales y los cargos a cada OR, tanto en la parte resolutive como en la parte motiva de dichas resoluciones.

Los subíndices *AE* y *DE* significan “antes de aplicar criterios de eficiencia” y “después de aplicar criterios de eficiencia”, respectivamente, tal como aparecen en los considerandos de cada una de las resoluciones particulares:

- $CALR_{j,4,R82,AE}$: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas de líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4 antes de aplicar criterios de eficiencia ($CALR_{j,4}$)
- $CALNR_{j,4,R82,AE}$: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4 antes de aplicar criterios de eficiencia ($CALNR_{j,4}$)
- $CAAC_{j,R82}$: Costo Anual Equivalente Activos Eléctricos asociados con la conexión al STN del OR j ($CAAC_j$). Este valor es igual antes y después de aplicar los criterios de eficiencia.
- $CALR_{j,4,R82,DE}$: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas de líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4 después de aplicar criterios de eficiencia ($CALR_{j,4}$)
- $CALNR_{j,4,R82,DE}$: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4 después de aplicar criterios de eficiencia ($CALNR_{j,4}$)
- $CAAE_{j,3,R82,AE}$: Costo anual equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión 3, para el Operador de Red j , antes de aplicar criterios de eficiencia ($CAAE_{3j,3}$)
- $CAAE_{j,3,R82,DE}$: Costo anual equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión 3, para el Operador de Red j , después de aplicar criterios de eficiencia ($CAAE_{3j,3}$)
- $CAU_{j,2,R82,AE}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas urbanas, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j , antes de aplicar criterios de eficiencia ($CAU_{j,2}$).
- $CAU_{j,2,R82,DE}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas urbanas, del Nivel de


Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Tensión 2, reportadas por el OR j , después de aplicar criterios de eficiencia ($CAU_{j,2}$).
- $CAR_{j,2,R82,AE}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j , antes de aplicar criterios de eficiencia ($CAR_{j,2}$).
- $CAR_{j,2,R82,DE}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j , después de aplicar criterios de eficiencia ($CAR_{j,2}$).
- $CAO_{j,2,R82,AE}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas diferentes a líneas rurales y urbanas, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j , antes de aplicar criterios de eficiencia ($CAO_{j,2}$).
- $CAO_{j,2,R82,DE}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas diferentes a líneas rurales y urbanas, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j , después de aplicar criterios de eficiencia ($CAO_{j,2}$).

Las siguientes variables corresponden a los Costos Anuales y Cargos Máximos aprobados por la CREG para el OR j , con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, con los valores que estén vigentes al momento de la solicitud de cargos con esta nueva metodología. Estos valores se deben utilizar en pesos de diciembre de 2001.

- $CA_{j,4,R82}$: Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4, para el OR j ($CA_{j,4}$)
- $CAC_{j,R82}$: Costo Anual de Conexiones al STN (CAC_j).
- $CD_{j,3,R82}$: Cargo máximo para el Nivel de Tensión 3 ($CD_{j,3}$)
- $CD_{j,2,R82}$: Cargo máximo para el Nivel de Tensión 2 ($CD_{j,2}$)
- $CDAI_{j,1,R82}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para Redes Aéreas ($CDAI_{j,1}$)
- $CDSI_{j,1,R82}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para Redes Subterráneas ($CDSI_{j,1}$)

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 4.

UNIDADES CONSTRUCTIVAS

En este Anexo se definen las Unidades Constructivas de los STR y de los SDL a utilizar en el cálculo de la remuneración de la actividad de distribución en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como las áreas típicas asociadas a las UC de subestaciones.

1. UC de los STR y SDL en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2.

Las UC establecidas por la Comisión contienen los equipos y accesorios necesarios para la prestación del servicio con los niveles de calidad exigidos por la CREG, cumpliendo con la normatividad vigente en materia de seguridad.

Para la clasificación de los activos en las UC se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Se considerarán como activos de conexión al STN las siguientes UC: 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 inferior a 220 kV y la Bahía de Transformador del lado de baja.
- Pertenecen al Nivel de Tensión 4 todas las UC que sirven en forma exclusiva este Nivel de Tensión, tales como: bahías de líneas, líneas con tensiones de operación que pertenecen a este Nivel de Tensión, 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, los transformadores con tensión primaria y secundaria en éste Nivel de Tensión y los activos de Conexión al STN.
- Para las Líneas subterráneas de Niveles de tensión 2 y 3 se definen dos tipos de UC, las UC de Conductor y las UC de Canalización.
- Para redes subterráneas compartidas por los Niveles de Tensión 2 y 3, el OR debe reportar solamente una UC de canalización y por separado las respectivas UC de conductores de cada Nivel de Tensión.
- Para redes Subterráneas de Nivel de tensión 4 la UC incluye conductor más canalizaciones.
- Para las UC de transformadores de potencia se define un costo fijo de instalación del transformador por Nivel de Tensión y un costo variable por MVA instalado para cada tipo de transformador y Nivel de Tensión. El OR debe reportar para cada Nivel de Tensión el tipo de transformador con su capacidad asociada en MVA.
- Se definen UC de equipos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, que corresponden a elementos no incluidos en las UC de Subestaciones o Líneas del respectivo Nivel de Tensión y que el OR puede reportar en forma separada, en caso de contar con dichos equipos en su sistema.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- En el caso de líneas de los Niveles de Tensión 3 y 2 sobrepuestas, se reconocerá el 100% de la UC del Nivel de Tensión 3, y para la UC de Nivel de Tensión 2 se reconocerá el 60% correspondiente al valor del conductor y los accesorios.
- Las UC de Bahías de Conexión de Equipos de Compensación se asimilan a las UC de Bahía de Línea para la respectiva configuración y Nivel de Tensión.
- El Módulo Común es el conjunto de equipos comunes que sirven a toda una subestación y está compuesto por servicios auxiliares, malla de puesta a tierra y obras civiles de la subestación no asociadas a una UC en particular. Los elementos de protección de barras, sistemas de control y comunicaciones se reconocen como UC de Equipos de manera separada del Módulo Común. El edificio de control se reconoce como una UC independiente denominada Casa de Control.

Las UC de módulo común y de módulo de barraje se definen en función del número de bahías del nivel de tensión más alto existente en la Subestación. La cantidad de celdas no se considera para efectos de definir el tipo de módulo común de la subestación.

- El costo de la Casa de Control de la subestación se define en función del área resultante de la cantidad de bahías y celdas existentes en la Subestación más las áreas generales de acuerdo con las áreas reconocidas de la Tabla 16 y conforme a la siguiente expresión:

$$CED_{n,s} = (AG_{n,s} + ABh * Bh_{n,s} + ACe * Ce_{n,s}) * CC$$

Donde:

$CEC_{n,s}$: Costo del edificio de control de la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, ($n = 3$ o 4).

$AG_{n,s}$: Área general de la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, ($n = 3$ o 4)

ABh : Área reconocida para cualquier bahía de transformador o de línea de la subestación de nivel de tensión 3 o 4.

$Bh_{n,s}$: Número de bahías de línea y de transformador existentes en la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, ($n = 3$ o 4).

ACe : Área reconocida para cualquier celda de la subestación de nivel de tensión 3 o 4.

$Ce_{n,s}$: Número de celdas en operación en la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, ($n = 3$ o 4). Incluye las celdas de respaldo reconocidas.

CC : Costo por metro cuadrado del edificio de control de la subestación igual a 2.000.000 \$/m² (\$ de Diciembre de 2007)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En subestaciones de Nivel de Tensión 4 se definen 4 UC de Modulo Común: Módulo Común Tipo 1 de 1 a 3 bahías, Módulo Común Tipo 2 de 4 a 6 bahías, Módulo Común Tipo 3 de 7 a 9 bahías y Módulo Común Tipo 4 más de 9 bahías.

En subestaciones de Nivel de Tensión 4 las UC de Módulo de Barraje se asocian con el número de bahías o módulos existentes en la Subestación, así: Módulo de Barraje Tipo 1, de 1 a 3 bahías; Módulo de Barraje Tipo 2, de 4 a 6 bahías; Módulo de Barraje Tipo 3, de 7 a 9 bahías y Módulo de Barraje Tipo 4, más de 9 bahías.

En subestaciones de Nivel de Tensión 3 se definen 3 UC de Modulo Común: Módulo Común Tipo 1, de 1 a 3 bahías; Módulo Común Tipo 2, de 4 a 6 bahías; Módulo Común Tipo 3, más de 6 bahías.

En subestaciones de Nivel de Tensión 3 las UC de Módulo de Barraje se asocian al número de bahías o módulos existentes en la Subestación, así: Módulo de Barraje Tipo 1, de 1 a 3 bahías; Módulo de Barraje Tipo 2, de 4 a 6 bahías; Módulo de Barraje Tipo 3, más de 6 bahías.

Se debe reportar solamente una UC de Módulo Común por subestación, la cual se debe clasificar en función del total de bahías o módulos existentes en la subestación y debe corresponder al Nivel de Tensión más alto de la subestación.

- Para las UC de líneas aéreas de Nivel de Tensión 4 se definen los siguientes tipos de conductores: Conductor D-N4-1, para conductores menores o iguales a ACSR 336 MCM; Conductor D-N4-2, para conductores mayores que ACSR 336 MCM y menores o iguales que ACSR 477 MCM; Conductor D-N4-3, para conductores mayores que ACSR 477 MCM y menores o iguales que ACSR 605 MCM y Conductor D-N4-4 para conductores mayores que ACSR 605 MCM.
- Para las UC de líneas aéreas de Nivel de Tensión 3, se definen los siguientes tipos de conductores desnudos: Conductor D-N3-1, para conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG; Conductor D-N3-2, para conductores mayores que el No. 2/0 AWG y menores o iguales que el 266 AWG y Conductor D-N3-3 para conductores mayores que el 266 AWG.
- Para las UC de líneas aéreas de Nivel de Tensión 3 se definen los siguientes tipos de conductores semiaislados: Conductor SA-N3-1, para conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG y Conductor SA-N3-2, para conductores mayores que el No. 2/0 AWG.
- Para las UC de líneas aéreas de Nivel de Tensión 2 se definen los siguientes tipos de conductores desnudos: Conductor D-N2-1, para conductores ACSR menores o iguales al No. 2 AWG; Conductor D-N2-2, para conductores ACSR mayores que el No. 2 AWG y menores o iguales que el 2/0 AWG; Conductor D-N2-3, para conductores ACSR mayores que el No. 2/0 AWG. Conductor D-N2-4 para conductores en cobre menores o iguales al No. 2 AWG y D-N2-5 para conductores en cobre mayores al No. 2 AWG.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Para las UC de líneas aéreas de Nivel de Tensión 2 se definen los siguientes tipos de conductores semiaislados: Conductor SA-N2-1, para conductores ACSR menores o iguales al No. 2 AWG, Conductor SA-N2-2 para conductores ACSR mayores que el No. 2 AWG y menores o iguales que el 2/0 AWG y Conductor SA-N2-3 para conductores ACSR mayores que el No. 2/0 AWG.
- Los conductores de redes subterráneas aislados a 44 kV deben reportarse como UC de conductor de 35 kV y se les reconocerá un ajuste del 17%. Para estos efectos se debe reportar el nivel de aislamiento real.
- Para las UC de líneas aéreas urbanas de Nivel de Tensión 2 se definen UC con vano de 30 metros y UC con vano de 60 metros. Para la clasificación se debe considerar lo siguiente: los circuitos con vano promedio menor o igual a 45 metros, se asimilan a UC de líneas de Nivel 2 con vanos de 30 metros; los circuitos con vano promedio mayor a 45 metros, se asimilan a UC de líneas de Nivel 2 con vanos de 60 m. El vano promedio corresponde a la longitud del circuito dividido por el número de estructuras de apoyo del respectivo circuito. Cuando en un mismo nodo se tiene más de un apoyo, solo se debe contabilizar uno para el cálculo del vano promedio.
- El Costo Anual Equivalente de las UC correspondientes a Centros de Control, se distribuirá en igual proporción entre los Niveles de Tensión 4, 3 y 2.
- Las bahías de transformación, distintas a las asociadas con los transformadores de conexión al STN, se asocian con el Nivel de Tensión del secundario del transformador.
- El costo de los transformadores tridevanados y sus bahías asociadas, se repartirá de la siguiente manera en los Niveles de Tensión:

$$C_L = CTRF * \frac{P_L}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_L}{(P_L + P_T)}$$

$$C_T = CTRF * \frac{P_T}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_T}{(P_L + P_T)}$$

donde:

- C_L : Costo del transformador tridevanado y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión L (secundario).
- C_T : Costo del transformador tridevanado y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión T (terciario).
- $CTRF$: Costo del transformador tridevanado
- P_L : Potencia nominal del devanado secundario (Nivel de Tensión L)
- P_T : Potencia nominal del devanado terciario
- CB : Costo de la Bahía de Transformación del lado de alta tensión del transformador tridevanado.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- En consideración a los estándares de calidad del servicio que debe cumplir el OR, se permite remunerar una celda de reserva existente por cada 6 celdas que estén en operación en las subestaciones donde se solicite el reconocimiento de dichos activos.
- Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los OR no se ajusta a los elementos y cantidades establecidas para la UC, porque los elementos existentes representan menos del 70% del valor de la UC asimilada, la Comisión podrá valorar de manera independiente estos elementos.

2. Listado de UC de los STR y SDL en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2.

En este listado se establecen los valores reconocidos y la vida útil para cada UC. Para las UC de transformadores y Equipos de Compensación se establecen los valores reconocidos, el costo de instalación y la vida útil.

Tabla 1 Unidades Constructivas Módulos de Transformador de Conexión al STN y Otros

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [9Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|--|-----------------------------------|-----------|
| N5S1 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA, 500 kV | 2.942.854.000 | 40 |
| N5S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, INTERRUPTOR Y MEDIO, 500 kV | 3.252.991.000 | 40 |
| N5S3 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA SENCILLA, 230 kV | 1.120.491.000 | 40 |
| N5S4 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, 230 kV | 1.231.406.000 | 40 |
| N5S5 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA, 230 kV | 1.246.422.000 | 40 |
| N5S6 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS TRANSFERENCIA, 230 kV | 1.381.486.000 | 40 |
| N5S7 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE BY PASS, 230 kV | 1.420.507.000 | 40 |
| N5S8 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, INTERRUPTOR Y MEDIO 230 kV | 1.487.210.000 | 40 |
| N5S9 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, ANILLO, 230 kV | 1.253.667.000 | 40 |
| N5S10 | MÓDULO COMUN ACTIVOS DE CONEXIÓN AL STN | 76.393.000 | 40 |
| N5S11 | CENTRO DE SUPERVISIÓN Y CONTROL PARA ACTIVOS DE CONEXIÓN STN | 157.346.000 | 10 |
| N5S12 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA ENCAPSULADA, 230 kV | 3.994.073.000 | 40 |
| N5S13 | SERVICIOS AUXILIARES DE CONEXIÓN AL STN | 151.799.000 | 40 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 2 Unidades Constructivas de Equipos de Subestación de Nivel de Tensión 4

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|---|----------------------------|-----------|
| N4S1 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 645.516.000 | 40 |
| N4S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 568.989.000 | 40 |
| N4S3 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 701.954.000 | 40 |
| N4S4 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 625.434.000 | 40 |
| N4S5 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL | 808.493.000 | 40 |
| N4S6 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL | 728.570.000 | 40 |
| N4S7 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 700.846.000 | 40 |
| N4S8 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 624.348.000 | 40 |
| N4S9 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL | 876.747.000 | 40 |
| N4S10 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL | 825.629.000 | 40 |
| N4S11 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL | 695.866.000 | 40 |
| N4S12 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL | 644.748.000 | 40 |
| N4S13 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 3.942.848.000 | 40 |
| N4S14 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA(SF6) | 3.872.735.000 | 40 |
| N4S15 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 3.977.248.000 | 40 |
| N4S16 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6) | 3.907.061.000 | 40 |
| N4S17 | BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL | 534.030.000 | 40 |
| N4S18 | BAHÍA DE MANIOBRA - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 3.456.652.000 | 40 |
| N4S19 | PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE UN/DÓS/TRES/CUATRO ZONAS | 81.322.000 | 40 |
| N4S20 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 91.189.000 | 40 |
| N4S21 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 124.021.000 | 40 |
| N4S22 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 124.813.000 | 40 |
| N4S23 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 180.536.000 | 40 |
| N4S24 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 155.379.000 | 40 |
| N4S25 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 287.361.000 | 40 |
| N4S26 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 379.501.000 | 40 |
| N4S27 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 453.562.000 | 40 |
| N4S28 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL | 166.178.000 | 40 |
| N4S29 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL | 314.234.000 | 40 |
| N4S30 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL | 422.505.000 | 40 |
| N4S31 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL | 517.893.000 | 40 |
| N4S32 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 155.477.000 | 40 |
| N4S33 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 287.459.000 | 40 |
| N4S34 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 379.456.000 | 40 |
| N4S35 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 464.189.000 | 40 |
| N4S36 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL | 198.189.000 | 40 |
| N4S37 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL | 230.400.000 | 40 |
| N4S38 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL | 296.534.000 | 40 |
| N4S39 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL | 129.189.000 | 40 |
| N4S40 | MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL | 148.235.000 | 40 |
| N4S41 | MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN | 504.349.000 | 40 |
| N4S42 | MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN | 1.039.312.000 | 40 |
| N4S43 | MÓDULO COMÚN TIPO 3 (7 A 9 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN | 1.538.245.000 | 40 |
| N4S44 | MÓDULO COMÚN TIPO 4 (MÁS DE 9 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN | 1.891.248.000 | 40 |
| N4S45 | SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV) | 112.285.000 | 10 |
| N4S46 | CAMPO MÓVIL ENCAPSULADO NIVEL 4 | 2.266.512.000 | 40 |
| N4S47 | BAHÍA DE MANIOBRA - (SECCIONAMIENTO DE BARRAS SIN INTERRUPTOR) - TIPO CONVENCIONAL | 92.754.000 | 40 |
| N4S48 | CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 4 | 2.000.000 | 40 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 3 Unidades Constructivas de Equipos de Subestación de Nivel de Tensión 3

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [\$Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|--|---------------------------------|-----------|
| N3S1 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 330.511.000 | 30 |
| N3S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 279.974.000 | 30 |
| N3S3 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 362.691.000 | 30 |
| N3S4 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 288.396.000 | 30 |
| N3S5 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 362.791.000 | 30 |
| N3S6 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 312.283.000 | 30 |
| N3S7 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 583.414.000 | 30 |
| N3S8 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 488.844.000 | 30 |
| N3S9 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 536.621.000 | 30 |
| N3S10 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 513.991.000 | 30 |
| N3S11 | CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD | 235.694.000 | 30 |
| N3S12 | CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD | 182.889.000 | 30 |
| N3S13 | BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1 | 228.601.000 | 30 |
| N3S14 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1 | 137.296.000 | 30 |
| N3S15 | BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2 | 287.591.000 | 30 |
| N3S16 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2 | 135.324.000 | 30 |
| N3S17 | BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA | 84.812.000 | 30 |
| N3S18 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN REDUCIDA | 83.685.000 | 30 |
| N3S19 | BAHÍA DE ACOPLE - TIPO CONVENCIONAL | 227.998.000 | 30 |
| N3S20 | BAHÍA DE ACOPLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6) | 419.612.000 | 30 |
| N3S21 | PROTECCIÓN DIFERENCIAL - BARRA SENCILLA - TIPO 1 O TIPO 2 | 31.649.000 | 30 |
| N3S22 | PROTECCIÓN DIFERENCIAL - OTRAS CONFIGURACIONES DIFERENTES A BARRA SENCILLA - TIPO 1 O TIPO 2 | 33.563.000 | 30 |
| N3S23 | PROTECCIÓN DIFERENCIAL - BARRAJE PARTIDO | 58.762.000 | 30 |
| N3S24 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 1 | 30.596.000 | 30 |
| N3S25 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 2 | 43.404.000 | 30 |
| N3S26 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3 | 56.738.000 | 30 |
| N3S27 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 1 | 56.503.000 | 30 |
| N3S28 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 2 | 83.130.000 | 30 |
| N3S29 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 3 | 108.704.000 | 30 |
| N3S30 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 1 | 56.503.000 | 30 |
| N3S31 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 2 | 82.077.000 | 30 |
| N3S32 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3 | 108.704.000 | 30 |
| N3S33 | MÓDULO DE BARRAJE - CONVENCIONAL REDUCIDA | 14.388.000 | 30 |
| N3S34 | MÓDULO COMÚN - TIPO 1 | 288.487.000 | 30 |
| N3S35 | MÓDULO COMÚN - TIPO 2 | 367.501.000 | 30 |
| N3S36 | MÓDULO COMÚN - TIPO 3 | 479.548.000 | 30 |
| N3S37 | SISTEMAS DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN | 35.407.000 | 10 |
| N3S38 | SUBESTACIÓN MÓVIL 30 MVA | 1.845.005.000 | 30 |
| N3S39 | SUBESTACIÓN MÓVIL 15 MVA | 1.433.156.000 | 30 |
| N3S40 | SUBESTACIÓN SIMPLIFICADA (RURAL) | 87.503.000 | 30 |
| N3S41 | SUBESTACIÓN MÓVIL 21 MVA | 1.582.747.000 | 30 |
| N3S42 | SUBESTACIÓN MÓVIL 7.5 MVA | 516.357.000 | 30 |
| N3S43 | CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 | 2.000.000 | 30 |

Tabla 4 Unidades Constructivas de Equipos de Subestación de Nivel de Tensión 2

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [\$Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|--|---------------------------------|-----------|
| N2S1 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 211.154.000 | 30 |
| N2S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL | 199.147.000 | 30 |
| N2S3 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 231.283.000 | 30 |
| N2S4 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL | 219.283.000 | 30 |
| N2S5 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 226.892.000 | 30 |
| N2S6 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL | 209.647.000 | 30 |
| N2S7 | BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA | 72.416.000 | 30 |
| N2S8 | BAHÍA DE ACOPLE O SECCIONAMIENTO (CONFIGURACIONES EN QUÉ APLICA) - TIPO CONVENCIONAL | 183.832.000 | 30 |
| N2S9 | CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 105.116.000 | 30 |
| N2S10 | CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 109.152.000 | 30 |
| N2S11 | CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLE - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 97.783.000 | 30 |
| N2S12 | CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 97.011.000 | 30 |
| N2S13 | GABINETE PROTECCIÓN DE BARRAS - SUBESTACIÓN METALCLAD | 136.283.000 | 30 |
| N2S14 | DUCTO DE BARRAS O CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 53.178.000 | 30 |
| N2S15 | CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 135.189.000 | 30 |
| N2S16 | CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 115.716.000 | 30 |
| N2S17 | CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLE - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 103.865.000 | 30 |
| N2S18 | CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 102.405.000 | 30 |
| N2S19 | DUCTO DE BARRAS O CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD | 58.129.000 | 30 |
| N2S20 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 1 | 17.222.000 | 30 |
| N2S21 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 2 | 23.803.000 | 30 |
| N2S22 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 3 | 30.639.000 | 30 |
| N2S23 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 1 | 30.451.000 | 30 |
| N2S24 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 2 | 44.082.000 | 30 |
| N2S25 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 3 | 57.201.000 | 30 |
| N2S26 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 1 | 30.451.000 | 30 |
| N2S27 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 2 | 43.570.000 | 30 |
| N2S28 | MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 3 | 57.201.000 | 30 |
| N2S29 | MÓDULO DE BARRAJE - SUBESTACIÓN REDUCIDA | 14.239.000 | 30 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 5 Unidades Constructivas de Líneas de Nivel de Tensión 4

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [\$/Dc 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|--|------------------------------|-----------|
| N4L1 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1 | 203.089.000 | 40 |
| N4L2 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2 | 210.792.000 | 40 |
| N4L3 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3 | 228.808.000 | 40 |
| N4L4 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4 | 235.437.000 | 40 |
| N4L5 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1 | 160.847.000 | 40 |
| N4L6 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2 | 168.516.000 | 40 |
| N4L7 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3 | 204.126.000 | 40 |
| N4L8 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4 | 210.727.000 | 40 |
| N4L9 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1 | 256.866.000 | 40 |
| N4L10 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2 | 272.271.000 | 40 |
| N4L11 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3 | 307.010.000 | 40 |
| N4L12 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4 | 326.024.000 | 40 |
| N4L13 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1 | 219.744.000 | 40 |
| N4L14 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2 | 235.083.000 | 40 |
| N4L15 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3 | 287.247.000 | 40 |
| N4L16 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4 | 323.710.000 | 40 |
| N4L17 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1 | 332.034.000 | 40 |
| N4L18 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2 | 339.737.000 | 40 |
| N4L19 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3 | 354.228.000 | 40 |
| N4L20 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4 | 334.713.000 | 40 |
| N4L21 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1 | 253.059.000 | 40 |
| N4L22 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2 | 260.729.000 | 40 |
| N4L23 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3 | 275.180.000 | 40 |
| N4L24 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4 | 314.891.000 | 40 |
| N4L25 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1 | 296.447.000 | 40 |
| N4L26 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2 | 347.277.000 | 40 |
| N4L27 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3 | 376.260.000 | 40 |
| N4L28 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4 | 389.519.000 | 40 |
| N4L29 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1 | 311.492.000 | 40 |
| N4L30 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2 | 362.183.000 | 40 |
| N4L31 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3 | 391.066.000 | 40 |
| N4L32 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4 | 404.268.000 | 40 |
| N4L33 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1 | 217.536.000 | 40 |
| N4L34 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2 | 222.886.000 | 40 |
| N4L35 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3 | 254.016.000 | 40 |
| N4L36 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4 | 260.502.000 | 40 |
| N4L37 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1 | 196.349.000 | 40 |
| N4L38 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2 | 203.885.000 | 40 |
| N4L39 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3 | 221.426.000 | 40 |
| N4L40 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4 | 227.913.000 | 40 |
| N4L41 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1 | 310.241.000 | 40 |
| N4L42 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2 | 325.313.000 | 40 |
| N4L43 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3 | 377.978.000 | 40 |
| N4L44 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4 | 390.850.000 | 40 |
| N4L45 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1 | 260.397.000 | 40 |
| N4L46 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2 | 275.469.000 | 40 |
| N4L47 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3 | 311.937.000 | 40 |
| N4L48 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4 | 324.909.000 | 40 |
| N4L49 | km DE LÍNEA - SUBTERRANEA | 2.526.812.000 | 40 |
| N4L50 | km DE LÍNEA - SUBMARINA | 1.643.678.000 | 40 |
| N4L51 | km DE LÍNEA - CONEXIÓN INTERNACIONAL - 138 kV | 148.541.000 | 40 |
| N4L52 | km DE FIBRA ÓPTICA ADSS/OPGW | 32.685.000 | 40 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 6 Unidades Constructivas de Líneas de Nivel de Tensión 3

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [\$Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|---|---------------------------------|-----------|
| N3L1 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1 | 77.632.000 | 30 |
| N3L2 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2 | 83.026.000 | 30 |
| N3L3 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3 | 89.152.000 | 30 |
| N3L4 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1 | 43.867.000 | 30 |
| N3L5 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2 | 51.153.000 | 30 |
| N3L6 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3 | 59.419.000 | 30 |
| N3L7 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1 | 149.010.000 | 30 |
| N3L8 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2 | 159.765.000 | 30 |
| N3L9 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3 | 171.966.000 | 30 |
| N3L10 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1 | 84.438.000 | 30 |
| N3L11 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2 | 99.008.000 | 30 |
| N3L12 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3 | 115.542.000 | 30 |
| N3L13 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-1 | 63.709.000 | 30 |
| N3L14 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-2 | 70.994.000 | 30 |
| N3L15 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3 | 79.261.000 | 30 |
| N3L16 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-1 | 105.444.000 | 30 |
| N3L17 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-2 | 120.015.000 | 30 |
| N3L18 | km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3 | 136.549.000 | 30 |
| N3L19 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-1 | 283.580.000 | 30 |
| N3L20 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-2 | 288.957.000 | 30 |
| N3L21 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-3 | 295.059.000 | 30 |
| N3L22 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-1 | 328.307.000 | 30 |
| N3L23 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-2 | 339.061.000 | 30 |
| N3L24 | km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-3 | 351.264.000 | 30 |
| N3L25 | km LÍNEA URBANA - 3 FASES - SEMIAISLADA - CONDUCTOR SA-N3-1 | 102.748.000 | 30 |
| N3L26 | km LÍNEA URBANA - 3 FASES - SEMIAISLADA - CONDUCTOR SA-N3-2 | 144.078.000 | 30 |
| N3L27 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 750 kcmil | 419.276.000 | 30 |
| N3L28 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 500 kcmil | 247.842.000 | 30 |
| N3L29 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 350 kcmil | 317.182.000 | 30 |
| N3L30 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 4/0 AWG | 188.586.000 | 30 |
| N3L31 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 1/0 AWG | 154.146.000 | 30 |
| N3L32 | km CANALIZACIÓN URBANA 4X6" | 457.516.000 | 30 |
| N3L33 | km CANALIZACIÓN URBANA 6X6" | 537.317.000 | 30 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 7 Unidades Constructivas de Líneas de Nivel de Tensión 2

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|---|----------------------------|-----------|
| N2L1 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 56.124.000 | 30 |
| N2L2 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 58.634.000 | 30 |
| N2L3 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3 | 64.212.000 | 30 |
| N2L4 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 75.879.000 | 30 |
| N2L5 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5 | 95.701.000 | 30 |
| N2L6 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 34.946.000 | 30 |
| N2L7 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 37.456.000 | 30 |
| N2L8 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3 | 43.034.000 | 30 |
| N2L9 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 54.701.000 | 30 |
| N2L10 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5 | 74.523.000 | 30 |
| N2L11 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 68.718.000 | 30 |
| N2L12 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 72.306.000 | 30 |
| N2L13 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3 | 79.713.000 | 30 |
| N2L14 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 95.206.000 | 30 |
| N2L15 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5 | 121.530.000 | 30 |
| N2L16 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 45.695.000 | 30 |
| N2L17 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 49.282.000 | 30 |
| N2L18 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3 | 56.690.000 | 30 |
| N2L19 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 72.183.000 | 30 |
| N2L20 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5 | 98.507.000 | 30 |
| N2L21 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 49.190.000 | 30 |
| N2L22 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 50.858.000 | 30 |
| N2L23 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 62.309.000 | 30 |
| N2L24 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 29.978.000 | 30 |
| N2L25 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 31.647.000 | 30 |
| N2L26 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 60 M - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 43.097.000 | 30 |
| N2L27 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 28.832.000 | 30 |
| N2L28 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 31.434.000 | 30 |
| N2L29 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3 | 37.303.000 | 30 |
| N2L30 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 49.578.000 | 30 |
| N2L31 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5 | 70.434.000 | 30 |
| N2L32 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO CON CABLE GUARDA) - CONDUCTOR D-N2-1 | 37.366.000 | 30 |
| N2L33 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO CON CABLE GUARDA) - CONDUCTOR D-N2-2 | 40.211.000 | 30 |
| N2L34 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO CON CABLE GUARDA) - CONDUCTOR D-N2-3 | 46.058.000 | 30 |
| N2L35 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO CON CABLE GUARDA) - CONDUCTOR D-N2-4 | 58.286.000 | 30 |
| N2L36 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO CON CABLE GUARDA) - CONDUCTOR D-N2-5 | 79.063.000 | 30 |
| N2L37 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1 | 24.920.000 | 30 |
| N2L38 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2 | 26.664.000 | 30 |
| N2L39 | km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4 | 38.853.000 | 30 |
| N2L40 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-1 | 111.106.000 | 30 |
| N2L41 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-2 | 122.840.000 | 30 |
| N2L42 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-3 | 135.765.000 | 30 |
| N2L43 | km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO 30 m - 2 HILOS (1 FASE, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-1 | 94.341.000 | 30 |
| N2L44 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 4 AWG | 49.754.000 | 30 |
| N2L45 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 2 AWG | 78.297.000 | 30 |
| N2L46 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 1/0 AWG | 88.398.000 | 30 |
| N2L47 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 2/0 AWG | 95.230.000 | 30 |
| N2L48 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 3/0 AWG | 103.780.000 | 30 |
| N2L49 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 4/0 AWG | 114.090.000 | 30 |
| N2L50 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 300 kcmil | 139.825.000 | 30 |
| N2L51 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 350 kcmil | 148.669.000 | 30 |
| N2L52 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 500 kcmil | 183.296.000 | 30 |
| N2L53 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - AAAC AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 500 kcmil | 181.114.000 | 30 |
| N2L54 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - AAAC AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 750 kcmil | 382.220.000 | 30 |
| N2L55 | km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 1 CABLE MONOPOLAR - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV - 1/0 AWG | 29.466.000 | 30 |
| N2L56 | km CANALIZACIÓN URBANA 2X4" | 214.183.000 | 30 |
| N2L57 | km CANALIZACIÓN URBANA 4X4" | 267.798.000 | 30 |
| N2L58 | km CANALIZACIÓN URBANA 6X4" | 329.945.000 | 30 |
| N2L59 | km CANALIZACIÓN URBANA 6X4" Y 3X6" | 522.723.000 | 30 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 8 Unidades Constructivas de Transformadores de Conexión al STN

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | COSTO DE INSTALACIÓN [\$Dic 2007] | VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|--|--------------------------------------|--|-----------|
| N5T1 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL HASTA 10 MVA | 161.828.000 | 54.795.000 | 40 |
| N5T2 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA | 174.043.000 | 48.568.000 | 40 |
| N5T3 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 40 MVA | 234.754.000 | 44.500.000 | 40 |
| N5T4 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA | 254.366.000 | 42.096.000 | 40 |
| N5T5 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA | 267.051.000 | 40.902.000 | 40 |
| N5T6 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 90 MVA | 413.867.000 | 39.052.000 | 40 |
| N5T7 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 91 A 100 MVA | 437.908.000 | 37.640.000 | 40 |
| N5T8 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 101 A 120 MVA | 455.578.000 | 36.763.000 | 40 |
| N5T9 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 121 A 150 MVA | 484.464.000 | 35.538.000 | 40 |
| N5T10 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 151 A 180 MVA | 518.362.000 | 34.336.000 | 40 |
| N5T11 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL HASTA 20 MVA | 171.488.000 | 48.603.000 | 40 |
| N5T12 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 40 MVA | 234.494.000 | 44.091.000 | 40 |
| N5T13 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA | 251.458.000 | 39.057.000 | 40 |
| N5T14 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA | 263.394.000 | 37.764.000 | 40 |
| N5T15 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 90 MVA | 408.635.000 | 35.760.000 | 40 |
| N5T16 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 91 A 100 MVA | 431.044.000 | 34.231.000 | 40 |
| N5T17 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 101 A 120 MVA | 447.461.000 | 33.281.000 | 40 |
| N5T18 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 121 A 150 MVA | 474.210.000 | 31.953.000 | 40 |
| N5T19 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL HASTA 20 MVA | 175.262.000 | 66.410.000 | 40 |
| N5T20 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 40 MVA | 241.156.000 | 54.574.000 | 40 |
| N5T21 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA | 262.020.000 | 50.134.000 | 40 |
| N5T22 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA | 275.240.000 | 47.929.000 | 40 |
| N5T23 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 90 MVA | 422.545.000 | 44.513.000 | 40 |
| N5T24 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 91 A 120 MVA | 458.078.000 | 40.799.000 | 40 |
| N5T25 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE MAS DE 121 MVA | 471.733.000 | 38.021.000 | 40 |

Tabla 9 Unidades Constructivas de Transformadores de STR y SDL

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | COSTO DE INSTALACIÓN [\$Dic 2007] | VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|---|--------------------------------------|--|-----------|
| N4T1 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL HASTA 5 MVA | 162.583.000 | 95.390.000 | 40 |
| N4T2 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 5 A 10 MVA | 161.949.000 | 75.782.000 | 40 |
| N4T3 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA | 172.088.000 | 84.011.000 | 40 |
| N4T4 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA | 181.039.000 | 57.047.000 | 40 |
| N4T5 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA | 192.810.000 | 49.593.000 | 40 |
| N4T6 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA | 247.681.000 | 42.513.000 | 40 |
| N4T7 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA | 261.129.000 | 37.201.000 | 40 |
| N4T8 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA | 273.561.000 | 32.950.000 | 40 |
| N4T9 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 100 MVA | 409.117.000 | 24.992.000 | 40 |
| N4T10 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 101 A 120 MVA | 450.269.000 | 18.310.000 | 40 |
| N4T11 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 121 MVA | 454.439.000 | 13.928.000 | 40 |
| N4T12 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL HASTA 5 MVA | 153.598.000 | 114.556.000 | 40 |
| N4T13 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 6 A 10 MVA | 164.565.000 | 89.251.000 | 40 |
| N4T14 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA | 179.978.000 | 72.187.000 | 40 |
| N4T15 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA | 197.974.000 | 59.343.000 | 40 |
| N4T16 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA | 253.832.000 | 50.807.000 | 40 |
| N4T17 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA | 267.996.000 | 44.404.000 | 40 |
| N4T18 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA | 280.936.000 | 39.278.000 | 40 |
| N4T19 | TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 60 MVA | 277.865.000 | 29.844.000 | 40 |
| N3T1 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 0.5 A 2.5 MVA | 96.696.000 | 63.376.000 | 30 |
| N3T2 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 2.6 A 6 MVA | 103.274.000 | 47.184.000 | 30 |
| N3T3 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 6.1 A 10 MVA | 112.755.000 | 43.497.000 | 30 |
| N3T4 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA | 126.026.000 | 40.679.000 | 30 |
| N3T5 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA | 138.633.000 | 38.765.000 | 30 |
| N3T6 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA | 156.923.000 | 36.717.000 | 30 |
| N3T7 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 31 MVA | 208.678.000 | 34.070.000 | 30 |

Tabla 10 Unidades Constructivas de Equipos de Compensación

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | C _{UC} [\$Dic 2007] | VALOR UNITARIO [\$/KVAR Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|--|---------------------------------|---|-----------|
| N4CR1 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 1 A 11 MVAR - NIVEL 4 | 41.444.000 | 7.724 | 40 |
| N4CR2 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVAR - NIVEL 4 | 59.256.000 | 7.724 | 40 |
| N4CR3 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVAR - NIVEL 4 | 66.051.000 | 7.724 | 40 |
| N4CR4 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVAR - NIVEL 4 | 72.847.000 | 7.724 | 40 |
| N4CR5 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 60 MVAR - NIVEL 4 | 111.108.000 | 7.724 | 40 |
| N4CR6 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 75 MVAR - NIVEL 4 | 123.258.000 | 7.724 | 40 |
| N3CR1 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 1 Y 10 MVAR - NIVEL 3 | 43.611.000 | 28.182 | 30 |
| N3CR2 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVAR - NIVEL 3 | 65.759.000 | 28.182 | 30 |
| N3CR3 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVAR - NIVEL 3 | 76.889.000 | 28.182 | 30 |
| N3CR4 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVAR - NIVEL 3 | 88.019.000 | 28.182 | 30 |
| N2CR1 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 96 A 150 KVAR - NIVEL 2 | 38.213.000 | 39.121 | 30 |
| N2CR2 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 151 A 300 KVAR - NIVEL 2 | 38.287.000 | 39.121 | 30 |
| N2CR3 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 301 A 450 KVAR - NIVEL 2 | 38.550.000 | 39.121 | 30 |
| N2CR4 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 451 A 600 KVAR - NIVEL 2 | 38.752.000 | 39.121 | 30 |
| N2CR5 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 601 A 900 KVAR - NIVEL 2 | 39.055.000 | 39.121 | 30 |
| N2CR6 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL DE 901 A 1200 KVAR - NIVEL 2 | 39.458.000 | 39.121 | 30 |
| N2CR7 | COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD MAYOR A 1200 KVAR - NIVEL 2 | 40.330.000 | 39.121 | 30 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 11 Unidades Constructivas de Centros de Control y Calidad

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|-------|---|----------------------------|-----------|
| CCS1 | SCADA TIPO 1 | 10.230.886.000 | 10 |
| CCS2 | SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 1 | 3.111.908.000 | 10 |
| CCS3 | SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 1 | 1.348.228.000 | 10 |
| CCS4 | SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 1 | 1.874.446.000 | 10 |
| CCS5 | ENLACE ICCP TIPO 1 | 189.820.000 | 10 |
| CCS6 | SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 1 | 1.357.097.000 | 10 |
| CCS7 | SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 1 | 1.044.178.000 | 10 |
| CCS8 | EDIFICIO DE CONTROL TIPO 1 | 1.030.524.000 | 10 |
| CCS9 | SCADA TIPO 2 | 5.341.312.000 | 10 |
| CCS10 | SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 2 | 1.624.656.000 | 10 |
| CCS11 | SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 2 | 704.306.000 | 10 |
| CCS12 | SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 2 | 1.073.394.000 | 10 |
| CCS13 | ENLACE ICCP TIPO 2 | 88.659.000 | 10 |
| CCS14 | SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 2 | 704.772.000 | 10 |
| CCS15 | SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 2 | 848.723.000 | 10 |
| CCS16 | EDIFICIO DE CONTROL TIPO 2 | 1.059.999.000 | 10 |
| CCS17 | SCADA TIPO 3 | 865.217.000 | 10 |
| CCS18 | SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 3 | 559.995.000 | 10 |
| CCS19 | SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 3 | 242.257.000 | 10 |
| CCS20 | SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 3 | 256.793.000 | 10 |
| CCS21 | ENLACE ICCP TIPO 3 | 30.560.000 | 10 |
| CCS22 | SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 3 | 242.924.000 | 10 |
| CCS23 | SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 3 | 291.853.000 | 10 |
| CCS24 | EDIFICIO DE CONTROL TIPO 3 | 785.177.000 | 10 |
| CCS25 | SCADA TIPO 4 | 477.554.000 | 10 |
| CCS26 | SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 4 | 145.257.000 | 10 |
| CCS27 | SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 4 | 62.839.000 | 10 |
| CCS28 | SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 4 | 50.672.000 | 10 |
| CCS29 | ENLACE ICCP TIPO 4 | 7.927.000 | 10 |
| CCS30 | SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 4 | 63.012.000 | 10 |
| CCS31 | SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 4 | 75.704.000 | 10 |
| CCS32 | EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4 | 666.607.000 | 10 |

Tabla 12 Unidades Constructivas de Equipos de Nivel de Tensión 4

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [Dic 2007] | VIDA ÚTIL |
|--------|---|----------------------------|-----------|
| N4EQ1 | UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS | 74.373.000 | 10 |
| N4EQ2 | TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 4 | 33.987.000 | 40 |
| N4EQ3 | ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK) | 9.776.000 | 40 |
| N4EQ4 | UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005 | 14.907.000 | 10 |
| N4EQ5 | ENLACE DE COMUNICACIONES SATELITAL | 11.776.000 | 10 |
| N4EQ6 | ENLACE DE COMUNICACIONES MICROONDAS | 61.043.000 | 10 |
| N4EQ7 | ENLACE DE FIBRA ÓPTICA | 14.080.000 | 10 |
| N4EQ8 | SISTEMA DE COMUNICACIONES POR ONDA PORTADORA | 28.446.000 | 10 |
| N4EQ9 | SISTEMA DE TELEPROTECCIÓN | 18.665.000 | 10 |
| N4EQ10 | INTERFACE DE USUARIO (IHM) | 92.069.000 | 10 |
| N4EQ11 | UNIDAD TERMINAL REMOTA | 149.672.000 | 10 |
| N4EQ12 | GATEWAY DE COMUNICACIONES | 13.848.000 | 10 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 13 Unidades Constructivas de Equipos de Nivel de Tensión 3

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [Dici 2007] | VIDA ÚTIL |
|--------|---|-----------------------------|-----------|
| N3EQ1 | EQUIPO DE MEDIDA | 568.000 | 15 |
| N3EQ2 | JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA NIVEL 3 | 788.000 | 30 |
| N3EQ3 | JUEGO DE PARARRAYOS NIVEL 3 | 546.000 | 30 |
| N3EQ4 | JUEGO DE SECCIONADORES TRIPOLAR BAJO CARGA NIVEL 3 | 29.773.000 | 30 |
| N3EQ5 | RECONECTADOR N3 | 73.482.000 | 30 |
| N3EQ6 | REGULADOR 36 KV | 162.349.000 | 30 |
| N3EQ7 | SECCIONALIZADOR MANUAL BAJO CARGA | 20.246.000 | 30 |
| N3EQ8 | SECCIONALIZADOR ELÉCTRICO (MOTORIZADO) N3 | 20.246.000 | 30 |
| N3EQ9 | TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N3 | 6.298.000 | 30 |
| N3EQ10 | TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA | 108.471.000 | 30 |
| N3EQ11 | TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3 | 11.346.000 | 30 |
| N3EQ12 | UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS NIVEL 3 | 58.512.000 | 30 |
| N3EQ13 | ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK) | 9.776.000 | 10 |
| N3EQ14 | UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005 | 14.907.000 | 10 |
| N3EQ15 | INTERFACE DE USUARIO (IHM) | 84.254.000 | 10 |
| N3EQ16 | GATEWAY DE COMUNICACIONES | 13.848.000 | 10 |
| N3EQ17 | ENLACE DE COMUNICACIONES SATELITAL | 11.776.000 | 10 |
| N3EQ18 | ENLACE DE COMUNICACIONES MICROONDAS | 61.043.000 | 10 |
| N3EQ19 | ENLACE DE FIBRA ÓPTICA | 14.080.000 | 10 |
| N3EQ20 | UNIDAD TERMINAL REMOTA | 141.857.000 | 10 |
| N3EQ21 | SISTEMA DE TELEPROTECCIÓN | 18.665.000 | 10 |
| N3EQ22 | JUEGO DE CORTACIRCUITOS NIVEL 3 | 533.000 | 30 |

Tabla 14 Unidades Constructivas de Equipos de Nivel de Tensión 2

| UC | DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA | VALOR INSTALADO [Dici 2007] | VIDA ÚTIL |
|--------|---|-----------------------------|-----------|
| N2EQ1 | BARRAJE DE DERIVACIÓN SUBTERRÁNEO N2 | 1.603.000 | 30 |
| N2EQ2 | CAJA DE MANIOBRA N2, SUMERGIBLE CON CODOS | 20.940.000 | 30 |
| N2EQ3 | CONTROL DE BANCOS DE CAPACITORES | 3.074.000 | 30 |
| N2EQ4 | BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 150KVAR | 7.882.000 | 30 |
| N2EQ5 | BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300KVAR | 13.834.000 | 30 |
| N2EQ6 | BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 450KVAR | 19.786.000 | 30 |
| N2EQ7 | BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 600KVAR | 25.737.000 | 30 |
| N2EQ8 | BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 900KVAR | 37.641.000 | 30 |
| N2EQ9 | CORTACIRCUITOS 15 KV MONOFÁSICO | 183.000 | 30 |
| N2EQ10 | EQUIPO DE MEDIDA | 568.000 | 15 |
| N2EQ11 | INDICADOR FALLA MONOFÁSICO | 610.000 | 30 |
| N2EQ12 | JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2 | 443.000 | 30 |
| N2EQ13 | JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA | 399.000 | 30 |
| N2EQ14 | PARARRAYOS MONOFÁSICOS | 266.000 | 30 |
| N2EQ15 | JUEGO DE PARARRAYOS MONOFÁSICOS N2 | 371.000 | 30 |
| N2EQ16 | JUEGO DE SECCIONADORES TRIFÁSICO BAJO CARGA LÍNEAS | 22.812.000 | 30 |
| N2EQ17 | JUEGO DE SECCIONADORES TRIFÁSICO BAJO CARGA S/E | 22.657.000 | 30 |
| N2EQ18 | REGULADOR DE VOLTAJE TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN | 157.305.000 | 30 |
| N2EQ19 | REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 50 KVA | 35.520.000 | 30 |
| N2EQ20 | REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 150 KVA | 43.834.000 | 30 |
| N2EQ21 | REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 276 KVA | 52.684.000 | 30 |
| N2EQ22 | REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 500 KVA | 82.898.000 | 30 |
| N2EQ23 | REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 1000 KVA | 128.988.000 | 30 |
| N2EQ24 | SECCIONADOR MONOPOLAR 14.4 KV | 2.955.000 | 30 |
| N2EQ25 | SECCIONADOR TRIFÁSICO VACÍO | 17.323.000 | 30 |
| N2EQ26 | SECCIONALIZADOR CON CONTROL INTELIGENTE, 400A | 20.246.000 | 30 |
| N2EQ27 | SECCIONALIZADOR ELÉCTRICO, 400 A - EN SF6 | 17.323.000 | 30 |
| N2EQ28 | SECCIONALIZADOR MOTORIZADO N2 | 20.246.000 | 30 |
| N2EQ29 | SECCIONALIZADOR MANUAL (BAJO CARGA), 400 A | 17.323.000 | 30 |
| N2EQ30 | INTERRUPTOR EN AIRE BAJO CARGA | 11.363.000 | 30 |
| N2EQ31 | TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N2 | 5.327.000 | 30 |
| N2EQ32 | UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS NIVEL 2 | 58.512.000 | 10 |
| N2EQ33 | ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK) | 9.776.000 | 30 |
| N2EQ34 | UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005 | 14.907.000 | 10 |
| N2EQ35 | RECONECTADOR N2 | 42.362.000 | 30 |
| N2EQ36 | INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA EN SF6 N2 | 69.422.000 | 30 |
| N2EQ37 | TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA | 108.471.000 | 30 |
| N2EQ38 | TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2 | 5.699.000 | 30 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 15 Áreas Típicas reconocidas para terrenos de las UC

SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 4

| CONFIGURACIÓN | BAHÍA DE LÍNEA [m ²] | BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²] | BAHÍA ACOPLE, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA [m ²] | MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m ²] | MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m ²] | MÓDULO COMÚN TIPO 3 [m ²] | MÓDULO COMÚN TIPO 4 [m ²] |
|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| BARRA SENCILLA | 270 | 290 | 0 | 960 | 2100 | 3060 | 3760 |
| DOBLE BARRA | 405 | 435 | 405 | 1260 | 2760 | 4260 | 5260 |
| DOBLE BARRA MAS BYPASS | 405 | 435 | 405 | 1260 | 2760 | 4260 | 5260 |
| BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA | 405 | 435 | 405 | 1260 | 2760 | 4260 | 5260 |
| INTRERRUPTOR Y MEDIO | 440 | 540 | 0 | 0 | 3110 | 4820 | 5260 |
| ANILLO | 360 | 510 | 0 | 0 | 2260 | 3460 | |

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS NIVEL DE TENSIÓN 4

| CONFIGURACIÓN | BAHÍA DE LÍNEA [m ²] | BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²] | MÓDULO COMÚN [m ²] |
|----------------|----------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|
| BARRA SENCILLA | 30 | 30 | 60 |
| DOBLE BARRA | 40 | 50 | 60 |

SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 3

| CONFIGURACIÓN | BAHÍA DE LÍNEA [m ²] | BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²] | BAHÍA ACOPLE, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA [m ²] | MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m ²] | MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m ²] | MÓDULO COMÚN TIPO 3 [m ²] |
|---------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| TODAS LAS CONFIGURACIONES | 100 | 120 | 100 | 670 | 1330 | 1990 |

SUBESTACIONES CONVENCIONALES REDUCIDAS NIVEL DE TENSIÓN 3

| CONFIGURACIÓN | BAHÍA DE LÍNEA [m ²] | BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²] | MÓDULO COMÚN [m ²] |
|---------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|
| TODAS LAS CONFIGURACIONES | 40 | 60 | 160 |

SUBESTACIONES REDUCIDAS TIPO RURAL NIVEL DE TENSIÓN 3

| CONFIGURACIÓN | BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²] |
|---------------------------|---------------------------------------|
| TODAS LAS CONFIGURACIONES | 70 |

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS Y METALCLAD NIVEL DE TENSIÓN 3

| CONFIGURACIÓN | MÓDULO COMÚN [m ²] |
|---------------------------|--------------------------------|
| TODAS LAS CONFIGURACIONES | 60 |

SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 2

| CONFIGURACIÓN | BAHÍA DE LÍNEA [m ²] | BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²] |
|---------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| TODAS LAS CONFIGURACIONES | 16 | 16 |

TRANSFORMADORES

| CONFIGURACIÓN | CONEXIÓN AL STN [m ²] | LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 [m ²] | LADO DE ALTA EN EL NIVEL 3 [m ²] |
|----------------------------|-----------------------------------|--|--|
| BANCOS MONOFÁSICOS | 160 | 70 | 20 |
| TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS | 60 | 30 | 10 |

CENTROS DE CONTROL

| CONFIGURACIÓN | [m ²] |
|--------------------|-------------------|
| CENTROS DE CONTROL | 410 |

Tabla 16 áreas reconocidas por componente para el edificio de control de las subestaciones

| ITEM | AREA RECONOCIDA [m ²] |
|-----------------------------|-----------------------------------|
| ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 4 | 75 |
| ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 3 | 56,25 |
| BAHÍA | 11,25 |
| CELDA | 7,5 |

3. Listado de costos reconocidos para la valoración de activos de nivel de tensión 1.

En este listado se establecen los costos reconocidos para la valoración de activos de nivel de tensión 1.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 17 Costo DDP de Conductores

| DESCRIPCIÓN DEL CONDUCTOR | | | COSTO DDP [\$/m] |
|---------------------------|----------|---------|------------------|
| TIPO | MATERIAL | CALIBRE | |
| AIKLADO | ALUMINIO | < 6 | 515 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 4 | 893 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 2 | 1.493 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 1 | 1.915 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 1/0 | 2.448 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 2/0 | 3.119 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 3/0 | 3.965 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 4/0 | 5.032 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 250 | 5.967 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 6/0 | 6.648 |
| AIKLADO | ALUMINIO | 350 | 8.574 |
| AIKLADO | COBRE | < 12 | 909 |
| AIKLADO | COBRE | 10 | 1.306 |
| AIKLADO | COBRE | 8 | 1.939 |
| AIKLADO | COBRE | 6 | 2.944 |
| AIKLADO | COBRE | 4 | 4.543 |
| AIKLADO | COBRE | 2 | 7.085 |
| AIKLADO | COBRE | 1 | 8.874 |
| AIKLADO | COBRE | 1/0 | 11.129 |
| AIKLADO | COBRE | 2/0 | 13.971 |
| AIKLADO | COBRE | 3/0 | 17.556 |
| AIKLADO | COBRE | 4/0 | 22.073 |
| AIKLADO | COBRE | 250 | 26.033 |
| AIKLADO | COBRE | 6/0 | 28.920 |
| AIKLADO | COBRE | 300 | 31.199 |
| AIKLADO | COBRE | 350 | 31.199 |
| AIKLADO | COBRE | 400 | 41.530 |
| AIKLADO | COBRE | 500 | 51.846 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 14 | 545 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 12 | 584 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 10 | 646 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 8 | 744 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 6 | 901 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 4 | 1.150 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 2 | 1.793 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 1 | 1.825 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 1/0 | 2.333 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 2/0 | 2.774 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 3/0 | 3.177 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 4/0 | 4.043 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 6/0 | 4.947 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 180 | 5.556 |
| DESNUDO | ALUMINIO | 336 | 5.931 |
| DESNUDO | COBRE | < 10 | 967 |
| DESNUDO | COBRE | 8 | 1.961 |
| DESNUDO | COBRE | 6 | 3.440 |
| DESNUDO | COBRE | 4 | 4.405 |
| DESNUDO | COBRE | 2 | 7.619 |
| DESNUDO | COBRE | 1/0 | 11.476 |
| DESNUDO | COBRE | 1 | 12.702 |
| DESNUDO | COBRE | 2/0 | 13.694 |
| DESNUDO | COBRE | 6/0 | 18.166 |
| DESNUDO | COBRE | 750 | 31.111 |
| TREZADO | ALUMINIO | < 6 | 2.060 |
| TREZADO | ALUMINIO | 4 | 3.193 |
| TREZADO | ALUMINIO | 2 | 5.372 |
| TREZADO | ALUMINIO | 1/0 | 8.836 |
| TREZADO | ALUMINIO | 2/0 | 11.804 |
| TREZADO | ALUMINIO | 4/0 | 18.214 |
| TREZADO | COBRE | 12 | 3.834 |
| TREZADO | COBRE | 10 | 4.826 |
| TREZADO | COBRE | 8 | 7.124 |
| TREZADO | COBRE | 6 | 10.770 |
| TREZADO | COBRE | 4 | 16.572 |
| TREZADO | COBRE | 2 | 25.799 |
| TREZADO | COBRE | 1/0 | 40.472 |
| TREZADO | COBRE | 2/0 | 53.042 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 18 Costo DDP de Estructuras de Apoyo

| ALTURA [m] | CONCRETO [\$ Dic 2007] | MADERA [\$ Dic 2007] | METÁLICO [\$ Dic 2007] |
|------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------|
| 8 | 232.209 | 163.732 | 749.096 |
| 10 | 289.611 | 255.240 | 852.603 |
| 12 | 347.013 | 368.957 | 956.111 |

Para postes hasta de 9 m se utiliza el valor del poste de 8 m, para postes hasta de 11 m, se utiliza el valor del poste de 10 m.

El costo de los postes corresponde al costo ponderado de estructuras de suspensión y retención

Tabla 19 Costo DDP de Transformadores

| No. FASES | CAPACIDAD [kVA] | TIPO | COSTO DDP [\$ Dic 2007] |
|-------------|--------------------|-------------|----------------------------|
| MOONOFÁSICO | 5 | ÁEREO | 1.026.628 |
| MOONOFÁSICO | 10 | ÁEREO | 1.494.052 |
| MOONOFÁSICO | 15 | ÁEREO | 1.691.739 |
| MOONOFÁSICO | 25 | ÁEREO | 2.649.282 |
| MOONOFÁSICO | 37,5 | ÁEREO | 3.585.308 |
| MOONOFÁSICO | 50 | ÁEREO | 3.949.899 |
| TRIFÁSICO | 15 | ÁEREO | 2.840.113 |
| TRIFÁSICO | 20 | ÁEREO | 2.638.449 |
| TRIFÁSICO | 30 | ÁEREO | 4.016.518 |
| TRIFÁSICO | 45 | ÁEREO | 4.778.986 |
| TRIFÁSICO | 50 | ÁEREO | 4.778.986 |
| TRIFÁSICO | 75 | ÁEREO | 6.269.977 |
| TRIFÁSICO | 112,5 | ÁEREO | 8.671.007 |
| TRIFÁSICO | 150 | ÁEREO | 10.124.375 |
| TRIFÁSICO | 225 | PEDESTAL | 12.916.271 |
| TRIFÁSICO | 250 | PEDESTAL | 13.727.063 |
| TRIFÁSICO | 300 | PEDESTAL | 15.348.648 |
| TRIFÁSICO | 400 | PEDESTAL | 18.591.819 |
| TRIFÁSICO | 500 | PEDESTAL | 21.834.989 |
| TRIFÁSICO | 630 | PEDESTAL | 26.051.110 |
| TRIFÁSICO | 1000 | PEDESTAL | 38.050.840 |
| TRIFÁSICO | 112,5 | SUBESTACIÓN | 12.388.511 |
| TRIFÁSICO | 150 | SUBESTACIÓN | 14.034.554 |
| TRIFÁSICO | 225 | SUBESTACIÓN | 17.326.642 |
| TRIFÁSICO | 250 | SUBESTACIÓN | 18.424.004 |
| TRIFÁSICO | 300 | SUBESTACIÓN | 20.618.729 |
| TRIFÁSICO | 400 | SUBESTACIÓN | 25.008.178 |
| TRIFÁSICO | 500 | SUBESTACIÓN | 29.397.628 |
| TRIFÁSICO | 630 | SUBESTACIÓN | 35.103.912 |
| TRIFÁSICO | 1000 | SUBESTACIÓN | 51.344.876 |

Tabla 20 Costo instalado de Cajas para Redes Subterráneas

| TIPO CAJA | VALOR INSTALADO [\$ Dic 2007] |
|-----------|----------------------------------|
| SENCILLA | 1.142.988 |
| DOBLE | 2.826.174 |
| ALUMBRADO | 692.278 |
| TELEFONO | 1.142.988 |

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Tabla 21 Costo Instalado de Canalizaciones

| NÚMERO DE DUCTOS | COSTO CANALIZACIÓN [\$/m] |
|------------------|---------------------------|
| 1 | 93.192 |
| 2 | 93.192 |
| 3 | 138.979 |
| 4 | 138.979 |
| 5 | 184.388 |
| 6 | 184.388 |
| 7 | 277.580 |
| 8 | 277.580 |
| 9 | 323.367 |
| 10 | 323.367 |
| 11 | 368.776 |
| 12 | 368.776 |
| 13 | 461.968 |
| 14 | 461.968 |
| 15 | 507.755 |
| 16 | 507.755 |
| 17 | 553.164 |
| 18 | 553.164 |
| 20 | 646.356 |
| 24 | 737.552 |

Tabla 22 Costos de instalación conductores

| TIPO CONDUCTOR | ÁEREO URBANO [\$/m] | ÁEREO RURAL [\$/m] | SUBTERRANEO URBANO [\$/m] |
|-------------------|---------------------|--------------------|---------------------------|
| AISLADO / DESNUDO | 888 | 1.715 | 819 |
| AISLADO / DESNUDO | 1.010 | 2.042 | 965 |
| TRENZADO | 3.604 | 4.890 | 2.953 |

Tabla 23 Accesorios y costos de instalación de postes

| TIPO | ACCESORIOS | | INSTALACIÓN POSTES | |
|------------|------------|--------------|--------------------|---------|
| | RED COMÚN | RED TRENZADA | URBANO | RURAL |
| SUSPENSIÓN | 29.688 | 23.996 | 225.618 | 304.053 |
| RETENCIÓN | 57.906 | 31.747 | 230.369 | 308.629 |

Tabla 24 Costos de instalación de transformadores

| No. FASES | CAPACIDAD [kVA] | TIPO | URBANO [\$ Dic 2007] | RURAL [\$ Dic 2007] |
|------------|-----------------|-------------|----------------------|---------------------|
| MONOFÁSICO | HASTA 30 | ÁEREO | 2.415.602 | 2.845.334 |
| MONOFÁSICO | MAYOR QUE 30 | ÁEREO | 2.451.145 | 2.897.375 |
| TRIFÁSICO | HASTA 100 | ÁEREO | 2.566.841 | 3.001.456 |
| TRIFÁSICO | MAYOR QUE 100 | ÁEREO | 2.605.398 | 3.105.539 |
| TRIFÁSICO | HASTA 500 | PEDESTAL | 20.935.558 | 20.935.558 |
| TRIFÁSICO | MAYOR QUE 500 | PEDESTAL | 21.285.987 | 21.285.987 |
| TRIFÁSICO | HASTA 500 | SUBESTACIÓN | 46.295.712 | 46.295.712 |
| TRIFÁSICO | MAYOR QUE 500 | SUBESTACIÓN | 50.886.616 | 50.886.616 |

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO

Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente



HERNÁN MOLINA VALENCIA

Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 5.

ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE LOS STR Y DE LOS SDL

1 Actualización, liquidación y recaudo de los cargos de STR

El Ingreso Mensual para remunerar los activos de Nivel de Tensión 4 de los OR, en un STR, será liquidado y actualizado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), mediante la actualización y aplicación de los Cargos del Nivel de Tensión 4 de cada STR. Las liquidaciones para los comercializadores que atiendan usuarios en los STR se calculará de acuerdo con la Demanda Comercial utilizando la siguiente expresión:

$$LC_{i,j,m} = DC_{i,j,m} * CD_{4,R,m} * \frac{IM_{j,R,m}}{\sum_{j=1}^{TR} IM_{j,R,m}}$$

donde:

$LC_{i,j,m}$: Liquidación por concepto de Cargos del Nivel de Tensión 4, en el STR R , por el consumo en el mes m , que facturará el OR j al comercializador i .

m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

$DC_{i,j,m}$: Demanda del Comercializador i , en el STR al que pertenece el OR j , durante el mes de consumo m , referida al STN utilizando los factores de pérdidas definidos en el ANEXO 11 de la presente Resolución, sin considerar la demanda de usuarios conectados directamente al STN.

$CD_{4,R,m}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del STR R , en el mes m . Según lo establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.

$IM_{j,R,m}$: Ingreso Mensual del mes m , para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 del OR j , perteneciente al STR R , tal como se define en el numeral 1.2 del ANEXO 3.

La liquidación por concepto de los Cargos del Nivel de Tensión 4 se realizará en el mes inmediatamente posterior al de consumo, en cada STR R , siguiendo el procedimiento establecido en la Resolución CREG 008 de 2003 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

El esquema de Liquidación y Administración de Cuentas consiste en la actualización de los cargos de los STR y en el cálculo de las liquidaciones de los valores que cada OR debe facturar a cada comercializador. La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la liquidación elaborada por el LAC.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2 Actualización de los Cargos Máximos de SDL

2.1 Cargos Máximos de Niveles de Tensión 3 y 2

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

$$CD_{j,n,m} = CD_{j,n} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

donde:

n : Nivel de Tensión 3 ó 2.

$CD_{j,n,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión n , del OR j , correspondiente al mes m .

$CD_{j,n}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión n , del OR j , aprobado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2 del ANEXO 3.

IPP_{m-1} : 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 la Fecha de Corte.

2.2 Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, se actualizarán mensualmente de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$CDI_{j,1,m} = CDI_{j,1} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$CDM_{j,1,m} = CDM_{j,1} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

donde:

$CDI_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, del OR j , en el mes m .

$CDM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de AOM, para redes del Nivel de Tensión 1 del OR j , en el mes m .

IPP_{m-1} : 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 2007.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

3 Actualización de los Costos Anuales de AOM

De acuerdo con lo establecido en el ANEXO 9, los Gastos Anuales de Operación y Mantenimiento reconocidos pueden cambiar anualmente con base en la variación del porcentaje de AOM reconocido, $PAOMR_{j,k}$.

Cuando esta variable modifique su valor y en la oportunidad indicada en el ANEXO 9, se procederá de la siguiente forma:

- Con el nuevo porcentaje el LAC recalculará la variable $AOM_{j,4,k}$ para cada OR j y la reemplazará dentro del cálculo de la variable $CA_{j,4,k}$, definida en el numeral 1.1 del ANEXO 3.
- Con el nuevo porcentaje los OR recalcularán las variables $AOM_{j,n,k}$, para los Niveles de Tensión 3, 2 y 1, y las reemplazarán dentro del cálculo de las variables $CD_{j,n}$ de los niveles 3 y 2, tal como están definidas en el numeral 2 del ANEXO 3 y dentro de la variable $CDM_{j,1}$, para el Nivel de Tensión 1, tal como está definida en el numeral 3 del ANEXO 3.

4 Cargos por Uso por Nivel de Tensión

Los Cargos por Uso se determinan de acuerdo con las siguientes expresiones:

4.1 Nivel de Tensión 4:

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

donde:

$Dt_{4,R,m,k}$: Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del STR R , para el mes m en el año k .

$CD_{4,R,m,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del STR R , para el mes m en el año k . Establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.

$PR_{4,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 4 al STN, del OR j , según lo definido en el ANEXO 11.

4.2 Nivel de Tensión 3:

$$Dt_{j,3,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{3,j}} + CD_{j,3,m,k} + \Delta Dt_{j,n,m}$$

donde:

$Dt_{j,3,m,k}$: Cargo por Uso del Nivel de Tensión 3 (\$/kWh), del OR j , para el mes m en el año k .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $CD_{4,R,m,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del STR R , para el mes m en el año k . Establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.
- $CD_{j,3,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3, correspondiente al mes m del año k , del OR j . Establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.
- $PR_{3,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 al STN, en el sistema del OR j , según lo definido en el ANEXO 11 de la presente Resolución.
- $\Delta Dt_{j,n,m}$: Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR j durante el mes m , aplicable al Cargo por Uso del nivel de tensión n , en \$/kWh, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.4.1 del ANEXO 10 de la presente Resolución.

4.3 Nivel de Tensión 2:

$$Dt_{j,2,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{2,j}} + CD_{j,2,m,k} + \Delta Dt_{j,n,m}$$

donde:

- $Dt_{j,2,m,k}$: Cargo por Uso del Nivel de Tensión 2 (\$/kWh), del OR j , para el mes m en el año k .
- $CD_{4,R,m,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del STR R , para el mes m en el año k . Establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.
- $CD_{j,2,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2, correspondiente al mes m del año k , del OR j . Establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.
- $PR_{2,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 al STN, en el sistema del OR j , según lo definido en el ANEXO 11 de la presente Resolución.
- $\Delta Dt_{j,n,m}$: Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR j durante el mes m , aplicable al Cargo por Uso del nivel de tensión n , en \$/kWh, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.4.1 del ANEXO 10 de la presente Resolución.

4.4 Nivel de Tensión 1:

$$Dt_{j,1,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{1,j}} + \frac{CD_{j,2,m,k}}{1 - PR_{(1-2),j}} + CDI_{j,1,m,k} + CDM_{j,1,m,k} + \Delta Dt_{j,n,m}$$

- $Dt_{j,1,m,k}$: Cargo por Uso del Nivel de Tensión 1 (\$/kWh), del OR j , para el mes m en el año k .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $CD_{4,R,m,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del STR R , para el mes m en el año k . Establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.
- $CD_{j,2,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2, correspondiente al mes m del año k , del OR j . Establecido en el ANEXO 3 de la presente Resolución.
- $CDI_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, del OR j en el mes m .
- $CDM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de AOM, para redes del Nivel de Tensión 1, del OR j , en el mes m .
- $PR_{1,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al STN, en el sistema del OR j , según lo definido en el ANEXO 11 de la presente Resolución.
- $PR_{(1-2),j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión 2, del OR j , según lo definido en el ANEXO 11 de la presente Resolución.
- $\Delta Dt_{j,n,m}$: Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR j durante el mes m , aplicable al Cargo por Uso del nivel de tensión n , en \$/kWh, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.4.1 del ANEXO 10 de la presente Resolución.

5 Recaudo de cargos del Nivel de Tensión 1

En caso de que la totalidad o fracción de los Activos de Nivel de Tensión 1 sean de propiedad del usuario, el comercializador deberá descontar, del Cargo por Uso del Nivel de Tensión 1, el Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión ($CDI_{j,1,m}$), en la fracción que corresponda:

- El OR deberá reportar mensualmente al comercializador respectivo el listado de usuarios finales asociados a Activos de Nivel de Tensión 1 que sean de propiedad de los usuarios. El comercializador deberá hacer el respectivo descuento a partir del mes siguiente al de 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, de tal forma que el usuario sea propietario del transformador o de la red secundaria, el comercializador liquidará el 50% del respectivo cargo Máximo.
- Cuando se requiera la reposición de activos del Nivel de Tensión 1, que son de propiedad del usuario, éste podrá reponerlos y continuará pagando los cargos del Nivel de Tensión 1 con el descuento que corresponda. El usuario en un plazo no superior a 24 horas contado a partir de la salida del servicio de los activos de su propiedad deberá informar al OR su decisión de reponerlos; en caso contrario, el OR efectuará la reposición, y a partir de este momento el usuario dejará de percibir el descuento mencionado.
- En cualquier caso, los cargos que remuneran gastos de administración, operación y mantenimiento serán cubiertos por los usuarios y en tal virtud, el OR será el responsable de dichas actividades sobre la totalidad

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

de activos del Nivel de Tensión 1, al margen de quién sea su propietario, para lo cual deberá ejecutar las actividades relacionadas con el mantenimiento en este nivel, como mínimo con una periodicidad anual.

6 Liquidación y recaudo de los costos de transporte de Energía Reactiva en exceso

Los costos del transporte de la energía reactiva en exceso de que trata el Artículo 15 de la presente Resolución serán recaudados por el comercializador con base en los cargos máximos de cada OR y entregados al OR que sirve al Usuario del SDL respectivo.

En el caso de los STR, los costos del transporte de la energía reactiva en exceso serán recaudados por el comercializador y entregados directamente al OR aplicando el Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4.

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 6.

VERIFICACIÓN SOBRE LOS ACTIVOS REPORTADOS POR LOS OR PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS STR Y SDL

La Comisión adelantará una verificación de la calidad de la información reportada por los OR, de conformidad con la siguiente metodología.

A partir de la información reportada por cada Operador de Red en la solicitud de cargos de que trata el Artículo 18 de la presente resolución y la utilizada para el cálculo de los cargos de Nivel de Tensión 1, la CREG determinará una muestra de activos a auditar para cada OR. El tamaño de la muestra deberá garantizar globalmente una confiabilidad del 95% y un error relativo de muestreo menor del 5%. La muestra será estratificada por tipos de activos según los siguientes grupos (subestaciones, líneas, centros de control, equipos y redes del Nivel de Tensión 1).

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

Se considerará que la información reportada es verídica y, por lo tanto, se acepta la misma, cuando los activos seleccionados para el trabajo de campo, no presentan ninguna inconsistencia, considerando la información reportada a la Comisión.

Se entiende que la información es inconsistente cuando: i) su georreferenciación no permita establecer la existencia del activo, ii) lleva a clasificarlo en una Unidad Constructiva que no corresponde con la reportada, iii) la cantidad de Unidades Constructivas reportada no coincide con la verificación en campo, iv) la suma de las distancias de los tramos verificados de una red de nivel de tensión 1 difieran en más de un 10% con la suma de las distancias inicialmente reportadas, v) la capacidad del transformador de Nivel de Tensión 1 no corresponda con la reportada, vi) el número de apoyos de una red de Nivel de Tensión 1 difiera en más de un 5 % del número de apoyos reportados.

En caso de presentarse alguna inconsistencia el Operador de Red deberá explicar y soportar adecuadamente las razones por las cuales la información no coincide exactamente con la levantada en campo. 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 la suma del efecto de todos los errores no explicados por el OR, calculados como la diferencia entre los costos de las UC donde se haya presentado la inconsistencia y las UC correctas, sobre el valor total de los activos muestreados sea igual o superior al 5%, se rechazará la información reportada.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Los costos de esta verificación serán asumidos por la CREG.

Cuando a un OR le sea rechazada la información reportada, la Comisión fijará los costos anuales para el Nivel de Tensión 4 con la información disponible y los Cargos Máximos con un valor equivalente al 90% del cargo más bajo aprobado a los OR según la presente metodología, sin perjuicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar.

Firma del Proyecto

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente



HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.


ANEXO 7.

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 18 de la presente Resolución, los Operadores de Red deberán presentar con su solicitud la siguiente información:

1. Costo Anual Equivalente de los Niveles de Tensión 4, 3 y 2 (millones de pesos de diciembre de 2007), presentados a la Comisión en la solicitud de aprobación de que trata el Artículo 4 de la presente Resolución,
2. Cargos Máximos para los Niveles de Tensión 3 y 2 que se presentan a la Comisión dentro del proceso de aprobación de que trata el Artículo 4 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 UC 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 UC 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 número 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 número de transformadores propiedad del OR y el número de transformadores propiedad de terceros.
 - Para cada uno de los activos presentados deberá indicarse el valor de la variable RPP, como está definida en el numeral 1.1 del ANEXO 2, especificando la entidad de donde provienen los recursos.

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 8.

REPORTES DE FLUJOS DE ENERGÍA Y CALCULO DE ENERGÍA ÚTIL

1. Reportes de Flujos de Energía

Antes del último día hábil de abril de cada año los OR deberán enviar a la Comisión, siguiendo los formatos y procedimientos que ésta defina para tal efecto, los flujos de energía (kWh) de su sistema correspondientes al año calendario inmediatamente anterior.

Para efectos del cálculo de los costos y cargos de que trata la presente resolución, se utilizará la información suministrada por los OR de los flujos de energía, correspondientes a los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte o la que se encuentre disponible en la CREG.

La información a reportar para cada uno de los Niveles de Tensión es la siguiente:

- Flujo de energía desde los puntos de conexión al STN a cada nivel de tensión, identificando las fronteras con su respectivo código SIC.
- Flujo de energía desde un nivel de tensión determinado hacia el STN, identificando las fronteras con su respectivo código SIC.
- Flujo de energía inyectado por generadores, cogeneradores o autogeneradores conectados directamente al sistema del OR. El OR deberá informar la energía inyectada a cada una de las fronteras identificadas con su respectivo código y nivel de tensión, al igual que el nombre de la respectiva planta de generación, independientemente que sea despachada centralmente o no.
- Flujo neto de energía desde el sistema de otro OR, en cada una de las fronteras, identificadas con su respectivo código y nivel de tensión, al igual que el nombre del OR al que se conecta.
- Flujo de energía entre los Niveles de Tensión de un mismo OR, informando el nivel de tensión de salida, el de entrada y la cantidad de energía trasladada con dicho intercambio.
- Flujo de energía asociado con las ventas de energía a la totalidad de usuarios finales del servicio conectados al sistema del OR. En caso de las fronteras comerciales, registradas en el SIC, que pertenezcan a un único usuario, el OR deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, identificándolas con su respectivo código SIC.

La información relacionada con fronteras comerciales, suministrada por el OR, será comparada con la información de las fronteras comerciales reportada por XM y de encontrarse datos inconsistentes, prevalecerá esta última hasta cuando sean debidamente justificadas las diferencias.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

La información relacionada con ventas a usuarios finales, suministrada por el OR, será comparada con la reportada al SUI y de encontrarse inconsistencias, prevalecerá esta última hasta cuando sean debidamente justificadas las diferencias.

2. Cálculo de Balances por OR y Energías Útiles

A partir de la información reportada a la Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral anterior, se determinará el balance de energía del sistema del OR j , considerando las pérdidas por Nivel de Tensión de acuerdo con lo establecido en el ANEXO 11.

La energía de entrada es la suma de la energía inyectada a un determinado Nivel de Tensión del sistema de un OR, provenientes del STN, de generadores, de otros OR y de otros Niveles de Tensión del mismo OR.

La energía de salida es la suma de la energía entregada a los comercializadores, las trasladadas a otro OR y la energía en tránsito a otro Nivel de Tensión del mismo OR.

El procedimiento para obtener el balance de energía del sistema del OR j será:

- Encontrar el balance del Nivel de Tensión 4 a partir de la energía de entrada, las pérdidas de este nivel y la energía de salida sin considerar la energía en tránsito a otros Niveles de Tensión del mismo OR.
- Cuando las energías en tránsito a Niveles de Tensión inferiores, reportadas por el OR no concuerden con las calculadas, para efectos de calcular el balance de los Niveles de Tensión inferiores, se tendrán en cuenta los valores calculados.
- Encontrar el balance del Nivel de Tensión 3 a partir de la energía de entrada, ajustada con los posibles cambios resultantes del balance del nivel superior, las pérdidas del Nivel de Tensión 3 y la energía de salida sin considerar la energía en tránsito a otros Niveles de Tensión del mismo OR.
- Encontrar el balance del Nivel de Tensión 2 a partir de la energía de entrada, ajustada con los posibles cambios resultantes del balance de los niveles superiores, las pérdidas del Nivel de Tensión 2 y la energía de salida sin considerar la energía en tránsito al Nivel de Tensión 1 del mismo OR.

Considerando la energía de entrada a un Nivel de Tensión, producto de los balances efectuados anteriormente, y el índice de pérdidas del mismo nivel, se determinan las energías útiles de los Niveles de Tensión 4, 3, 2 y 1 de acuerdo con la siguiente expresión:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$$Eu_{j,n} = EE_{j,n} * (1 - P_{j,n})$$

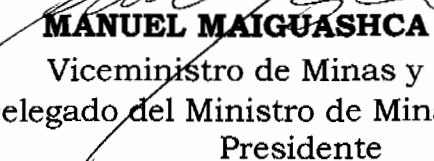
donde:

$Eu_{j,n}$: Energía Útil del Nivel de Tensión n , del OR j .

$EE_{j,n}$: Energía de entrada al Nivel de Tensión n , del OR j , durante un año calendario.

$P_{j,n}$: Porcentaje de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión n , del OR j . Este valor se presenta en el ANEXO 11 de la presente Resolución.

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 9.

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este anexo se establece la metodología para definir el porcentaje de gastos de AOM a reconocer a cada OR j durante cada uno de los años del periodo regulatorio.

1 Valor de AOM de Referencia

El gasto anual del AOM de referencia, $AOM_{j,ref}$, se obtendrá para cada OR j como la semisuma entre i) el valor promedio del AOM gastado por cada OR j durante el periodo 2003 - 2007, y ii) el valor anual del AOM reconocido a cada OR j :

$$AOM_{j,ref} = \frac{AOMG_{j,03-07} + AOMR_{j,03-07}}{2}$$

$AOMG_{j,03-07}$: Valor calculado como el promedio anual del AOM gastado en el periodo 2003 a 2007, con base en la información reportada por el OR j relacionada con los gastos de AOM correspondientes a la actividad de distribución, expresado en pesos de la Fecha de Corte.

$AOMR_{j,03-07}$: Valor calculado a partir del valor reconocido por este concepto de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, expresado en pesos de la Fecha de Corte.

2 Porcentaje de AOM Gastado y Remunerado (2003-2007)

A partir de los valores de $AOMG_{j,03-07}$ y $AOMR_{j,03-07}$ se determinarán los respectivos porcentajes de AOM, como la relación entre i) el valor de AOM y ii) el Costo de Reposición de la Inversión del OR j , remunerada vía cargos por uso.

$$PAOMG_{j,03-07} = \frac{AOMG_{j,03-07}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n}}$$

$$PAOMR_{j,03-07} = \frac{AOMR_{j,03-07}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n}}$$

$$PAOM_{j,ref} = \frac{AOM_{j,ref}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n}}$$

$PAOMG_{j,03-07}$: Porcentaje de AOM gastado por el OR j , en el periodo 2003-2007.

$PAOMR_{j,03-07}$: Porcentaje de AOM remunerado al OR j , en el periodo 2003-2007.

$PAOM_{j,ref}$: Porcentaje de AOM de referencia para el OR j .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$AOMG_{j,03-07}$: AOM gastado por el OR j , en el periodo 2003-2007.

$AOMR_{j,03-07}$: AOM remunerado al OR j , en el periodo 2003-2007.

$AOM_{j,ref}$: AOM de referencia para el OR j .

n : Nivel de Tensión

$CRI_{j,n}$: Costo de Reposición de la Inversión reconocida al OR j , para el nivel de tensión n , de acuerdo con lo definido en el ANEXO 2.

Los valores de los tres porcentajes de AOM calculados en este numeral son iguales para todos los niveles de tensión y quedarán fijos, tal como se establezcan en cada resolución particular.

3 Gastos AOM a reconocer

Para los años 2008 y 2009 se establecerá el porcentaje de AOM a reconocer al OR j , $PAOMR_{j,k}$ igual para todos los niveles de tensión, igual al porcentaje de AOM de referencia para el OR j , $PAOM_{j,ref}$.

$$PAOMR_{j,k} = PAOM_{j,ref}$$

A partir del año 2010 el porcentaje de AOM a reconocer al OR j , $PAOMR_{j,k}$, se determinará con base en la información anual de los gastos AOM presentados por dicho OR y el comportamiento en los indicadores de calidad de su sistema. Para lo anterior se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Se establece un límite superior para cada OR j como su $PAOM_{j,ref}$ incrementado en un 0,7%.
- Se establece un límite inferior igual para todos los OR del 1% del $CRI_{j,n}$.
- En ningún caso el porcentaje de AOM a reconocer al OR j , en el año k , $PAOMR_{j,k}$, será mayor ni menor a los límites superior e inferior establecidos en este numeral.
- El porcentaje de AOM a reconocer al OR j , en el año k , $PAOMR_{j,k}$, se aplicará a partir del mes de mayo del año k .
- Cada año los OR deberán enviar a la CREG la información extractada del Plan Único de Cuentas -PUC-, a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior con la cual se determinará el AOM Demostrado por el OR j , en el año $k-1$, $AOMD_{j,k-1}$.

La CREG en Resolución aparte establecerá los requisitos de la información a entregar, junto con los plazos y los formatos para la recolección de dicha información.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Teniendo en cuenta que la Ley contempla que la metodología para la remuneración de la actividad de distribución debe permitir que se compartan las mejoras de eficiencia entre la empresa y el usuario, se entiende que si una empresa no entrega la información que permita conocer las respectivas mejoras en AOM, la CREG asumirá que éstas son superiores a una disminución en un 0,5% en el porcentaje del AOM reconocido.

Por lo anterior, cada año que una empresa no entregue la información de AOM solicitada, el porcentaje de AOM reconocido y el límite superior establecido se disminuirán en 0,5%. La información suministrada por las empresas que no corresponda con la solicitada o aquella que no obtenga el visto bueno de la Auditoría contratada para revisar esta información, se considerará como no entregada.

- A partir del $AOMD_{j,k-1}$ se determinará el porcentaje de AOM demostrado en el año $k-1$, $PAOMD_{j,k-1}$, como la relación entre i) el $AOMD_{j,k-1}$ y ii) el Costo de Reposición de la Inversión del OR j , remunerada vía cargos por uso.

$$PAOMD_{j,k-1} = \frac{AOMD_{j,k-1}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n} * \frac{IPP_{k-1}}{IPP_0}}$$

Donde:

$PAOMD_{j,k-1}$: Porcentaje de AOM demostrado por el OR j , en el año $k-1$.

$AOMD_{j,k-1}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento demostrados por el OR j , en el año $k-1$.

n : Nivel de Tensión

$CRI_{j,n}$: Costo de Reposición de la inversión reconocida al OR j , para el nivel de tensión n , de acuerdo con lo definido en el ANEXO 2.

IPP_{k-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre del año $k-1$.

IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre del año 0 (diciembre de 2007).

3.1 Porcentaje de AOM a Reconocer en el año k , $PAOMR_{j,k}$.

A partir del año 2010, el LAC para el Nivel de Tensión 4 y los OR para los demás niveles deberán actualizar cada año el porcentaje de AOM a Reconocer en el año k , $PAOMR_{j,k}$ igual para todos los niveles de tensión, el cual se obtendrá como se muestra a continuación:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

3.2 IAAD_{k-1} ≤ IAAD_{k-2}:

Si los dos Índices Anuales Agrupados de la Discontinuidad (IAAD), calculados al mes de diciembre del año $k-1$, para cada uno de los grupos de calidad, son inferiores o iguales a los IAAD calculados doce meses atrás, año $k-2$, el porcentaje de AOM a reconocer en el año k , $PAOMR_{j,k}$, será igual a la semisuma entre el $PAOMR_{j,k-1}$ y el $PAOMD_{j,k-1}$.

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMD_{j,k-1}}{2}$$

Donde:

$PAOMR_{j,k}$: Porcentaje de AOM a reconocer por el OR j , en el año k .

$PAOMR_{j,k-1}$: Porcentaje de AOM reconocido al OR j , en el año $k-1$.

$PAOMD_{j,k-1}$: Porcentaje de AOM demostrado por el OR j , en el año $k-1$.

3.3 IAAD_{k-1} > IAAD_{k-2}:

Si cualquiera de los dos Índices Anuales Agrupados de la Discontinuidad (IAAD), calculados al mes de diciembre del año $k-1$, para cualquiera de los grupos de calidad, son superiores a los IAAD calculados doce meses atrás, año $k-2$, el porcentaje de AOM a reconocer en el año k , $PAOMR_{j,k}$, se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- i. Si $PAOMG_{j,03-07} > PAOMR_{j,03-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} > PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMR_{j,03-07}}{2}$$

- ii. Si $PAOMG_{j,03-07} > PAOMR_{j,03-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} < PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \text{Min} \left(PAOMD_{j,k-1}; \frac{PAOMD_{j,k-1} + PAOMR_{j,03-07}}{2} \right)$$

- iii. Si $PAOMG_{j,03-07} < PAOMR_{j,03-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} > PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMG_{j,03-07}}{2}$$

- iv. Si $PAOMG_{j,03-07} < PAOMR_{j,03-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} < PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \text{Min} \left(PAOMD_{j,k-1}; \frac{PAOMD_{j,k-1} + PAOMG_{j,03-07}}{2} \right)$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Donde:

PAOMG_{j,03-07}: Porcentaje de AOM gastado por el OR j , en el periodo 2003-2007.

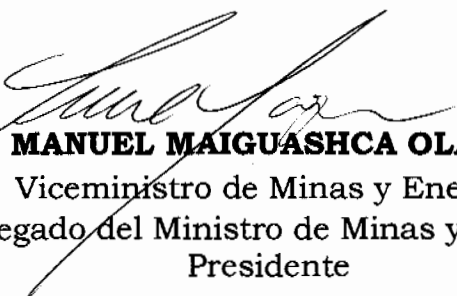
PAOMR_{j,03-07}: Porcentaje de AOM remunerado al OR j , en el periodo 2003-2007.

PAOMD_{j,k-1}: Porcentaje de AOM demostrado por el OR j , en el año $k-1$.

PAOMR_{j,k-1}: Porcentaje de AOM reconocido al OR j , en el año $k-1$.

PAOMR_{j,k}: Porcentaje de AOM a reconocer por el OR j , en el año k .

Firma del Proyecto



MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente



HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 10.

CALIDAD DEL SERVICIO

En este anexo se establecen las reglas que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica tanto en los STR como en los SDL. Para el caso de los STR se define el tratamiento aplicable a los Operadores de Red cuando no cumplan las condiciones aquí establecidas, y para el caso de los SDL se define un Esquema de Incentivos aplicable de acuerdo con su gestión de calidad.

1 Calidad del Servicio en el STR

La continuidad en la Distribución de Energía Eléctrica en el STR, dentro de los niveles de calidad establecidos, será responsabilidad de los Operadores de Red. Sin perjuicio de la responsabilidad a cargo del Operador de Red por los daños y perjuicios causados a usuarios o terceros, el incumplimiento de la calidad definida en esta Resolución dará lugar a la aplicación de compensaciones al Operador de Red, a favor de los usuarios, de conformidad con lo establecido en este Anexo.

Para todos los efectos, hay incumplimiento en la calidad del servicio de Distribución de Energía Eléctrica en el STR cuando se presente cualquiera de las siguientes situaciones: i) exceder el número máximo de horas de indisponibilidad establecido en esta Resolución, y ii) indisponibilidades que ocasionen Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos.

La compensación se aplicará disminuyendo el Ingreso Mensual que le corresponde a cada Operador de Red en un valor igual al de las respectivas compensaciones. Para tal efecto, el LAC calculará mensualmente las compensaciones que deberán ser asumidas por el OR de los activos, conforme a lo previsto en el numeral 1.8 de este Anexo.

A partir del segundo mes de la entrada en vigencia de la presente Resolución, el CND y el LAC aplicarán de manera integral los procedimientos para el cálculo de los indicadores de calidad y las compensaciones establecidos en esta Resolución.

1.1 Bases de Datos

El CND será el responsable de centralizar, almacenar y procesar la información estadística requerida para mantener actualizada la Base de Datos correspondiente, que permita calcular los indicadores de Indisponibilidad de los grupos de Activos relacionados en el numeral 1.2 de este Anexo. Para Activos nuevos, las estadísticas de indicadores de Indisponibilidad se registrarán a partir del momento en el cual el activo correspondiente entra en operación

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

comercial, previo cumplimiento de la normatividad vigente y la autorización del CND.

El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta de Reglamento para el reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información de que trata este numeral, a más tardar dentro del mes siguiente a la vigencia de la presente Resolución.

Los Operadores de Red son los responsables de la recolección y el reporte de la información estadística, en los términos definidos en el Reglamento para el reporte de Eventos. Dicha información, será confrontada por el CND contra la información operativa manejada por esta entidad de la siguiente manera:

- Si el CND encuentra discrepancias en el reporte de un Evento en cuanto a su duración, se asumirá el Evento de mayor duración.
- Si el agente no reporta información sobre el activo involucrado en el Evento, o se constatan discrepancias sobre la identidad del activo reportado, el CND asumirá que la ocurrencia del Evento se presentó en todos los activos involucrados.

Los OR deberán informar al CND la ocurrencia de cualquier Evento, dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo, y la Finalización de la Ejecución de Maniobras dentro de los cinco (5) minutos siguientes. En caso de que un agente no efectúe tales notificaciones en los plazos señalados, se ajustará el número Máximo de Horas Anuales de Indisponibilidad del Activo correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.3 de este Anexo.

1.2 Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad

Los siguientes grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el STR, no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad señalado en la tabla:

| Activos | Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad |
|--------------------------|---|
| Conexión al STN | 51 |
| Equipos de Compensación | 31 |
| Línea Nivel de Tensión 4 | 38 |

Para el grupo "Conexión al STN", el grupo "Línea Nivel de Tensión 4" y el grupo "Equipo de Compensación" se consideran incluidas las respectivas bahías. Por lo tanto la meta se refiere a la suma de las indisponibilidades de todos los activos que hacen parte del grupo.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

1.3 Metas Ajustadas de Indisponibilidad.

Para cada activo, las metas se reducirán en 0.5 horas por cada retraso en Reporte de Eventos. El CND calculará mensualmente la Meta Ajustada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,u} = MHAIA_u - 0.5 * ENR$$

Donde:

$MHAIA_{m,u}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del activo u , calculadas para el mes m .

$MHAIA_u$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad del activo u .

$ENR_{m,u}$: Número Acumulado de Eventos o Finalización de Maniobras no Reportados en los plazos establecidos en esta resolución, para el activo u , durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m .

1.4 Indisponibilidad de los Activos de Uso del STR

La duración de las indisponibilidades de los activos del STR se medirá por su duración en horas, aproximadas al segundo decimal y se agruparán por mes calendario. Un Evento cuya duración pase de un mes calendario al siguiente se deberá dividir en dos Eventos: uno que finaliza a las veinticuatro (24:00) horas del último día del mes calendario y otro Evento que inicia a las cero (0:00) horas del primer día del nuevo mes.

La Indisponibilidad de los Activos relacionados en el numeral 1.2 del presente Anexo, la calcula mensualmente el Centro Nacional de Despacho, CND, mediante la siguiente expresión:

$$HID_{m,u} = \sum_{i=1}^n \left(H_{i,u} * \left(1 - \frac{CAPD_{i,u}}{CAPN_u} \right) \right)$$

Donde:

$HID_{m,u}$: Horas de Indisponibilidad del activo u , durante el mes m .

i : Evento de Indisponibilidad.

n : Número Total de Indisponibilidades del activo u , durante el mes m .

$H_{i,u}$: Duración de la indisponibilidad i , para el activo u .

$CAPD_{i,u}$: Capacidad disponible del activo u , durante la indisponibilidad i .

$CAPN_u$: Capacidad Nominal del activo u .

Para la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución, las Horas de Indisponibilidad del activo u , durante cada uno de los once meses anteriores al primer mes de aplicación de esta metodología, se asumirán iguales a cero (0).

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

1.5 Indisponibilidades Excluidas

Para el cálculo de la Indisponibilidad de un activo, se excluyen los siguientes Eventos:

- i. Indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión. El OR informará al CND acerca de la conexión de dichos activos con una anticipación mínima de 90 días calendario.
 - Junto con la solicitud, el agente informará al CND sobre los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN, coordinando con los propietarios de los equipos que se requiera desconectar para que éstos soliciten las consignaciones necesarias al CND. Dichas consignaciones deberán cumplir con los plazos y procedimientos previstos en la reglamentación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN, declarando como causa la incorporación de nuevos activos al SIN, e indicando el proyecto respectivo.
 - El tiempo máximo reconocido sin afectar la Disponibilidad de los activos relacionados, diferentes a los asociados con el proyecto que se incorpora, será igual a los tiempos asociados a las maniobras de conexión del activo al SIN más el tiempo durante el cual el proyecto se encuentre en pruebas antes de su entrada en operación comercial.
- ii. Indisponibilidades de activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
- iii. Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND.
- iv. Indisponibilidades de líneas originadas en Eventos imprevisibles e irresistibles que constituyan caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo definido en el artículo 1 de la ley 95 de 1890, o indisponibilidades de cualquier activo del STR causadas por alteración del orden público. El OR afectado por el Evento deberá declarar oficialmente ante el CND la ocurrencia del mismo y será responsable por tal declaración. Asimismo, si se prevé que el Evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el agente tendrá que informar a los usuarios finales que puedan resultar afectados antes de transcurridos dos (2) días a partir de la ocurrencia del Evento, mediante publicación en un diario que circule en la zona afectada.
- v. El OR afectado por el Evento deberá establecer el plazo para la puesta en operación de los activos afectados, para lo cual deberá entregar al CND y al CNO un cronograma y presentarles los respectivos informes de avance del mismo.

Para este caso, el Ingreso Mensual del activo será calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.7 de este Anexo.
- vi. Las consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en Eventos imprevisibles e irresistibles que

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

constituyan caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo definido en el artículo 1 de la ley 95 de 1890.

vii. Las indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores.

1.5.1 Procedimiento para los Mantenimientos Mayores.

Los Mantenimientos Mayores deberán ajustarse al Reglamento para el reporte de Eventos, donde se especificará el máximo número de días consecutivos a utilizar para este mantenimiento y la duración mínima de cada indisponibilidad reportada por esta causa.

El plazo de seis (6) años para los Mantenimientos Mayores se contará desde el 1 de enero de 2008. Durante este plazo, el tiempo máximo reconocido sin afectar la Indisponibilidad de los activos de que trata la presente Resolución, será de noventa y seis (96) horas.

1.6 Ingreso Mensual Regulado

Para lo contemplado en el numeral 1 de este Anexo, en caso de requerirse, el Ingreso Mensual Regulado para cada uno de los activos del STR se calculará así:

$$IMR_{m,u} = \frac{1}{12} * CR_u * \left(\frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} + PAOMR_{j,k} \right) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

IMR_{m,u}: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo *u*, durante el mes *m*.

CR_u: Costo Reconocido para la UC *u*.

r: Tasa de Retorno para la remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la UC *i*.

PAOMR_{j,k}: Porcentaje que se reconoce al OR *j*, en el año *k*, para remunerar el gasto anual de administración, operación y mantenimiento, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO 9

1.7 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad

Para los casos de indisponibilidades de líneas originadas en Eventos imprevisibles e irresistibles que constituyan caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo definido en el artículo 1 de la ley 95 de 1890, o de indisponibilidades de cualquier activo del STR causadas por alteración del orden público, la remuneración del activo *u* en el mes *m*, para cada mes *m_i* que éste se encuentre indisponible será:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$$IMRT_{m,u} = \left(1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (mi - 6) \right) \right) \right) * IMR_{m,u}$$

IMRT_{m,u}: Ingreso Mensual Temporal para el activo *u*, en el mes *m*, mientras el activo *u* esté indisponible por las causas citadas en este numeral.

mi: Número de meses calendario completos transcurridos a partir de la ocurrencia del Evento, incluido el mes *m*, durante los cuales el activo *u* ha estado indisponible. Si al momento de iniciar la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución, algún activo está indisponible por las causas citadas en este numeral, se asume que *mi* es igual a 1 para el primer mes de aplicación.

IMR_{m,u}: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo *u*, durante el mes *m*, tal como se define en el numeral 1.6 de este Anexo.

1.8 Compensaciones

1.8.1 Compensaciones por Incumplimiento de las Metas

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el OR de los activos con horas de indisponibilidad acumuladas (*HIDA*) que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas (*MHAIA*), se calcularán con base en la información obtenida por el CND y conforme a las siguientes fórmulas:

$$HIDA_{m,u} = \sum_{ma=m-11}^m HID_{ma,u}$$

Si para el activo *u* en el mes *m* se obtiene que $HIDA_{m,u} \leq MHAIA_{m,u}$ entonces las horas a compensar, $HC_{m,u}$, serán iguales a cero.

Por el contrario, si para el activo *u* en el mes *m* se obtiene que $HIDA_{m,u} > MHAIA_{m,u}$ entonces las horas a compensar se calcularán como se muestra a continuación:

$$HC_{m,u} = \max(0, HIDA_{m,u} - MHAIA_{m,u} - THC_{m-1,u})$$

$$THC_{m-1,u} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{ma,u}$$

La compensación por incumplimiento de las metas se calculará con:

$$CIM_{m,u} = \frac{HC_{m,u}}{H_m} * IMR_{m,u}$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Donde:

- $HIDA_{m,u}$: Horas de Indisponibilidad Acumulada del activo u , en un periodo de doce meses que termina en el mes m .
- $HID_{m,u}$: Horas de Indisponibilidad del activo u , durante el mes m .
- $HC_{m,u}$: Horas a compensar por el activo u , para el mes m .
- $MHAIA_{m,u}$: Meta de Indisponibilidad Anual Ajustada del activo u , calculada para el mes m .
- $THC_{m-1,u}$: Total de Horas compensadas por el activo u , en un periodo de once meses que termina en el mes $m-1$.
- $CIM_{m,u}$: Compensación por incumplimiento de metas, del activo u , en el mes m .
- H_m : Horas del mes m .
- $IMR_{m,u}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo u , durante el mes m , tal como se define en el numeral 1.6 de este Anexo.

Para la aplicación de esta metodología, siendo p el mes de inicio de su aplicación, las Horas a Compensar para cada mes, en el periodo desde $p-11$ hasta $p-1$, $HC_{p-i,u}$, son iguales a cero y por consiguiente el total de horas compensadas por el activo u , en ese mismo periodo, $THC_{p-1,u}$ también es igual a cero.

1.8.2 Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar No Operativos otros Activos

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el OR de los activos cuya indisponibilidad ocasione Energía No Suministrada o que otros activos queden no operativos, se calcularán con base en lo descrito en este numeral.

Los OR estimarán la Energía No Suministrada (ENS) para cada una de las horas q de duración de la indisponibilidad y estimarán el porcentaje ($PENS_q$) que ella representa frente a la predicción horaria de demanda para el Mercado de Comercialización.

Para determinar el valor de la compensación se utilizará una de las siguientes tres condiciones:

1. Si para el activo u , en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son menores o iguales que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HIDA_{m,u} \leq MHAIA_{m,u}$) y, durante todas las horas de la indisponibilidad i de este activo, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_q$) es inferior al 2%, el valor de la compensación para la indisponibilidad i , es igual a cero.
2. Si para el activo u , en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HIDA_{m,u} > MHAIA_{m,u}$) y, durante todas las horas de la indisponibilidad i , de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

este activo, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_q$) es inferior al 2%, el valor de la compensación por dejar no operativos otros activos r , $CANO_{i,m,u}$, se obtiene de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,u} = \sum_{r=1}^n IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,u}}{H_m} \right)$$

3. Si durante la indisponibilidad i , del activo u , para alguna de las horas de duración de la indisponibilidad, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_q$) es mayor que el 2%, el valor de la compensación, $CANO_{i,m,u}$, se obtiene de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,u} = \max \left((ENS_q * CRO_q); \sum_{r=1}^n IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,u}}{H_m} \right) \right)$$

Finalmente, la compensación del activo u , para cada mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos se calcula con:

$$CANO_{m,u} = \sum_{i=1}^n CANO_{i,m,u}$$

En las fórmulas de este numeral se utilizan las siguientes variables:

- $CANO_{i,m,u}$: Compensación del activo u , por la indisponibilidad i , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos.
- $IMR_{m,r}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo r , durante el mes m , tal como se define en el numeral 1.6 de este Anexo.
- $H_{i,u}$: Número de horas afectadas por la indisponibilidad i del activo u .
- ENS_q : Máximo valor de la Energía No Suministrada en una cualquiera de las horas q , enteras o fracción, de duración de la indisponibilidad i , del activo u .
- CRO_q : Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, definido y calculado por la UPME, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de Energía No Suministrada, durante la hora q .
- $CANO_{m,u}$: Compensación del activo u , en el mes m , por Energía No Suministrada y/o por dejar no operativos otros activos.
- $PENS_q$: Porcentaje de la Energía No Suministrada, durante la hora q , por causa de la indisponibilidad i , del activo u .

1.8.2.1 Transición para adicuaación de los sistemas

Para las áreas de un STR se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- i. Dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución, el respectivo OR deberá presentar a la UPME un estudio de alternativas para mitigar el riesgo de fallas en el suministro de energía en las áreas que se encuentren en la condición citada, dentro del Mercado de Comercialización atendido por el OR.
- ii. La UPME, con base en los criterios de evaluación para nuevos proyectos en el SIN, definirá la viabilidad de las alternativas planteadas y confirmará el plazo para su ejecución de acuerdo con lo planteado por el OR.
- iii. Si la UPME no considera viable ninguna de las alternativas planteadas y no sugiere otra factible, para los activos que atienden la citada área no se considerará la compensación por Energía No Suministrada.
- iv. Si se tiene una alternativa con el visto bueno de la UPME, la compensación por Energía No Suministrada la empezará a liquidar el LAC a partir de la fecha que haya confirmado la UPME para la entrada en operación del nuevo proyecto.

1.9 Ingreso Mensual Ajustado.

El LAC calculará mensualmente el valor total de compensaciones que se descontará del Ingreso Mensual de cada OR j , tal como se muestra a continuación:

$$CAL_{j,m} = \sum_{u=1}^{a_j} CIM_{m,u} * PU_u + \sum_{u=1}^{a_j} (IMR_{m,u} - IMRT_{m,u}) * PU_u + \sum_{u=1}^{a_j} CANO_{m,u} * PU_u + CANOP_{m-1}$$

donde:

- $CAL_{j,m}$: Suma de los valores que debe compensar el OR j por incumplimiento de lo establecido en este Anexo, en el mes m .
- $CIM_{m,u}$: Compensación por incumplimiento de metas, del activo u , en el mes m .
- PU_u : Fracción del costo de la UC u , que es remunerada vía cargos por uso.
- $IMR_{m,u}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo u , durante el mes m .
- $IMRT_{m,u}$: Ingreso Mensual Temporal para el activo u , en el mes m , mientras el activo u esté indisponible por las causas citadas en el numeral 1.7.
- $CANO_{m,u}$: Compensación del activo u , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos.
- $CANOP_{m-1}$: Valor de la compensación por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos que quedó pendiente por descontar en el mes $m-1$.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

aj: Número de activos del OR *j*., que se encuentra en cada una de las situaciones descritas.

1.10 Límite de los valores a compensar

El valor total a descontar en el mes *m*, al OR *j*, por concepto de compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos, no podrá superar el 60% de la suma de los ingresos antes de compensaciones. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho porcentaje, el saldo pendiente se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60%. Lo compensado en un año calendario por este concepto, para cada OR *j*, estará limitado a un valor equivalente al 10% de los ingresos estimados para el mismo Operador en ese año.

El valor acumulado en doce meses de las compensaciones por indisponibilidades relacionadas con el incumplimiento de las metas, establecidas en el numeral 1.2 de este Anexo, no deberá superar el 20% del acumulado para los mismos doce meses del ingreso mensual regulado estimado para un OR.

Con el objeto de verificar este límite, el LAC calculará mensualmente para cada OR las siguientes variables:

$$IAR_{j,m} = \sum_{u=1}^{aj} \sum_{l=0}^{n-1} IMR_{m-l,u}$$

$$CAIM_{m,j} = \sum_{u=1}^{aj} \sum_{l=0}^{n-1} CIM_{m-l,u}$$

Siendo:

IAR_{j,m}: Ingreso Anual Regulado para el OR *j*, calculado hasta el mes *m*.

IMR_{m,u}: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo *u*, durante el mes *m*.

CAIM_{m,j}: Acumulado durante los últimos doce meses de las Compensaciones originadas en incumplimiento de metas para el OR *j*, calculado hasta el mes *m*.

CIM_{m,u}: Compensaciones por incumplimiento de metas, del activo *u* en el mes *m*.

n: Mínimo entre 12 y el número de meses completos de operación comercial del activo *u*, incluido el mes *m*.

aj: Número de activos del OR *j*.

Si para un mes *m* se obtiene que $CAIM_{m,j} > 0.2 * IAR_{m,j}$ el LAC liquidará al OR *j*, en el mes *m* y en los meses siguientes mientras se cumpla esta condición, un valor equivalente a mínimo el 80% del Ingreso Mensual Regulado, $IMR_{m,j}$ y, de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 59 de la Ley 142 de 1994, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios lo podrá considerar como causal de toma de posesión por no prestar el servicio con la calidad debida.

2 Calidad del Servicio de Distribución en el SDL

La calidad del servicio de los sistema de distribución local, SDL, se evaluará trimestralmente en términos de la Calidad Media brindada a sus usuarios conectados al Nivel de Tensión 1 y, en forma agregada, a sus usuarios conectados a los Niveles de Tensión 2 y 3, comparada con una Calidad Media de Referencia.

Para el efecto, dichas Calidades Medias se expresarán como un Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (*ENS*) por cada unidad de Energía Suministrada (*ES*) por un OR. En función de la mayor o menor cantidad de *ENS* durante un trimestre específico, el OR será objeto de aplicación de un Esquema de Incentivos el cual, de manera respectiva, le hará disminuir su Cargo por Uso del correspondiente Nivel de Tensión, o le permitirá aumentarlo durante el trimestre inmediatamente siguiente a la evaluación.

El esquema de incentivos se complementará con un esquema de compensaciones a los usuarios "peor servidos" el cual busca disminuir la dispersión de la calidad prestada por el OR en torno a la calidad media, garantizando así un nivel mínimo de calidad a los usuarios.

En este aparte del Anexo se definen todos los conceptos que se requieren para crear el esquema anteriormente descrito, y los elementos que conformarán el Sistema de Información que permitirá su aplicación, así:

- Se clasifican las interrupciones del servicio de energía eléctrica, identificando aquellas que serán excluidas a efectos de evaluar los niveles de calidad media indicados.
- Se definen los grupos de calidad dentro de los cuales se clasificarán cada uno de los transformadores, tramos de circuito y alimentadores.
- Se definen los Índices de discontinuidad aplicables y su forma de estimación, los cuales serán propios de cada OR.
- Se define la metodología para la estimación del incentivo a partir de los Índices de Discontinuidad, estableciendo una banda de indiferencia sobre la cual estos no serán tenidos en cuenta.
- Se establece la forma de medición, registro y reporte de la información base para la aplicación del esquema, y su forma de verificación, así como el mecanismo que se utilizará para la estimación continua de los correspondientes incentivos.
- Finalmente, se establecen los requisitos que debe cumplir cada OR para dar inicio a la aplicación del esquema en un tiempo máximo determinado.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.1 Interrupciones del Servicio de Energía

Para las Interrupciones del servicio de energía se establece su clasificación y las excepciones que se tendrán en cuenta para la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones.

2.1.1 Clasificación de las Interrupciones

Teniendo en cuenta el tipo de las interrupciones, independientemente de su duración o del número de fases de cada circuito o transformador afectadas, éstas se clasifican así:

- a) No Programadas:** Son aquellas interrupciones que obedecen a Eventos No Programados por el OR y que suceden por situaciones no preestablecidas por él.
- b) Programadas:** Son aquellas interrupciones que obedecen a Eventos Programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos.
- c) Causadas por Terceros:**
 - i. Interrupciones por racionamiento de emergencia del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la regulación de la CREG. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los Eventos citados anteriormente, con el fin de que los OR los excluyan del cálculo de los Índices.
 - ii. Eventos de activos pertenecientes al STN y al STR.
 - iii. Interrupciones por seguridad ciudadana solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.

2.1.2 Exclusión de Interrupciones

Para el cálculo de los Índices de Discontinuidad y demás componentes que conforman las fórmulas que se establecen más adelante, no se tendrán en cuenta las siguientes interrupciones:

- a) Las clasificadas como Causadas por Terceros en el literal c) del numeral 2.1.1 de este anexo.
- b) Las debidas a catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados.
- c) Las debidas a actos de terrorismo.
- d) Las debidas a Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- e) Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del usuario.
- f) Suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializador.
- g) Trabajos en Subestaciones que respondan a un Programa Anual de Reposición y/o Remodelación para Exclusiones, presentado al inicio de cada año a la SSPD, y cuyos cortes hayan sido informados a los usuarios afectados con una anticipación no menor a ocho días mediante publicación en un medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada.

El Programa Anual mencionado debe especificar y/o considerar como mínimo lo siguiente:

- El cronograma previsto
- Los circuitos y transformadores que se afectarán
- Los tiempos previstos de afectación. Las duraciones que sobrepasan estos tiempos no serán excluidas.
- Una subestación no podrá ser incluida en más de un Programa Anual en un período tarifario.
- La exclusión de estas interrupciones para el cálculo de Incentivos y Compensaciones requiere además que el inicio y finalización de su ejecución hayan sido informados por el OR a la SSPD.

Para cada una de las interrupciones excluidas, los OR deberán mantener una certificación del ente competente como soporte de la exclusión así como de los avisos realizados para informar al usuario sobre las interrupciones que causarán los trabajos de remodelación y/o reposición de subestaciones, la cual será verificada por la auditoría de la cual trata el numeral 2.5.4.2.

En el caso de interrupciones debidas a terrorismo o a catástrofes naturales el OR deberá informar al Comercializador y éste a su vez al usuario, la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.

2.2 Grupos de Calidad para la Medición

Los Grupos de Calidad se determinan de acuerdo con las siguientes reglas:

- GRUPO 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

GRUPO 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

La ubicación física de la subestación determina el Grupo al cual pertenecen los Circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para transformadores de distribución, el Grupo a que pertenecen éstos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

2.3 Índices de la Discontinuidad del Servicio

A partir de la información histórica de interrupciones y demás datos consignados por los OR en la base de datos de Calidad de Transformadores del SUI, la CREG calculará un nivel de referencia de la calidad de cada OR denominado Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (*IRAD*).

Las mejoras o desmejoras en la calidad del servicio prestado por cada OR, con respecto a ese nivel de referencia, serán determinadas trimestralmente comparando el *IRAD* contra un Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (*ITAD*), calculado por el OR, el cual representa el nivel de calidad del servicio prestado durante el trimestre de cálculo.

Estos Índices se estimarán por Nivel de Tensión, en forma independiente para el Nivel de Tensión 1 y en forma agregada para los Niveles de Tensión 2 y 3. Mientras el OR dispone de los requisitos para dar inicio a la aplicación del Esquema de Incentivos y/o Compensaciones establecidos en el numeral 2.6.2 deberá aplicar únicamente el Esquema de Compensaciones establecido en el numeral 2.4.3.

2.3.1 Cálculo del Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad

El Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (*IRAD_n*) se calcula para cada OR a partir de la información que reportó en la base de datos del SUI acerca de los eventos ocurridos en su sistema durante los años 2006 y 2007. Este Índice se establecerá mediante Resolución particular aplicando la siguiente expresión:

$$IRAD_n = \frac{1}{2} \left[\sum_{k=k_1}^{k_2} \left(\frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,k} \right) \right]$$

Donde:

IRAD_n: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron los usuarios del OR conectados al Nivel de Tensión *n*, durante los años 2006 y 2007.

IRG_{n,q,k}: Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad *q*, en el año *k* y en el Nivel de Tensión *n*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

G : Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios

k : Años de referencia en donde $k_1=2006$ y $k_2=2007$

El Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad ($IRG_{n,q,k}$) se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$IRG_{n,q,k} = \frac{NRG_{n,q,k}}{VT_{n,q,k}}$$

Donde:

$NRG_{n,q,k}$: Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad, medido en kWh, que considera las interrupciones en cada grupo de calidad q , del Nivel de Tensión n , en el año k .

$VT_{n,q,k}$: Ventas de energía del OR respectivo en el Nivel de Tensión n y el grupo de calidad q , para el año k , en kWh, según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI.

El Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad ($NRG_{n,q,k}$) se halla mediante la siguiente expresión:

$$NRG_{n,q,k} = \sum_{t=1}^{N_{n,q,k}} NRT_{n,t,q,k}$$

Donde:

$NRT_{n,t,q,k}$: Nivel de Referencia de las interrupciones por Transformador, medido en kWh, de cada transformador t , que pertenece al grupo de calidad q , del Nivel de Tensión n , para el año k .

$N_{n,q,k}$: Número total de transformadores del respectivo OR del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q , durante el año k .

El Nivel de Referencia de las interrupciones por Transformador ($NRT_{n,t,q,k}$) se calcula como se muestra a continuación:

$$NRT_{n,t,q,k} = DRT_{n,t,q,k} * EPU_{n,q,k} * NU_{n,t,q,k}$$

Donde:

$DRT_{n,t,q,k}$: Duración de Referencia, calculada como la sumatoria en horas de las interrupciones del transformador t , perteneciente al grupo de calidad q y al Nivel de Tensión n , durante el año k .

$EPU_{n,q,k}$: Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios del grupo de calidad q , del Nivel de Tensión n , durante el año k , según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI.

$NU_{n,t,q,k}$: Número promedio de usuarios del transformador t , del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q , durante el año k .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.3.2 Cálculo del Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad

El Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad ($ITAD_{n,p}$) es el Índice medio de la calidad del servicio prestado por un OR y es calculado por el OR a partir de los registros de las interrupciones consignadas en la base de datos de calidad del SUI ocurridas en su sistema de distribución durante el trimestre de evaluación.

El $ITAD_{n,p}$ se calcula trimestralmente, para cada OR, como sigue:

$$ITAD_{n,p} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G ITG_{n,q,p}$$

Donde:

$ITAD_{n,p}$: Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron todos los usuarios de un OR conectados al Nivel de Tensión n , durante el trimestre p .

$ITG_{n,q,p}$: Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad q , en el Nivel de Tensión n y en el trimestre p .

G : Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.

p : Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

El Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad ($ITG_{n,q,p}$) se obtiene de la siguiente manera:

$$ITG_{n,q,p} = \frac{NTG_{n,q,p}}{VT_{n,q,p}}$$

Donde:

$NTG_{n,q,p}$: Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad, medido en kWh, que considera las interrupciones en cada grupo de calidad q , del Nivel de Tensión n , durante el trimestre p .

$VT_{n,q,p}$: Ventas de energía del OR respectivo en el Nivel de Tensión n y en el grupo de calidad q , para el trimestre p , en kWh, según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI.

El Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad ($NTG_{n,q,p}$) mediante la siguiente expresión:

$$NTG_{n,q,p} = \sum_{t=1}^{N_{n,q}} NTT_{n,t,q,p}$$

Donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$NTT_{n,t,q,p}$: Nivel Trimestral de las interrupciones por Transformador, medido en kWh, de cada transformador t , que pertenece al grupo de calidad q y al Nivel de Tensión n , para el trimestre p .

$N_{n,q}$: Número total de transformadores del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q del respectivo OR.

El Nivel Trimestral de las interrupciones por Transformador ($NTT_{n,t,q,p}$) se calcula como se muestra a continuación:

$$NTT_{n,t,q,p} = DTT_{n,t,q,p} * EPU_{n,q,p} * NU_{n,t,q,p}$$

Donde:

$DTT_{n,t,q,p}$: Duración Trimestral, calculada como la sumatoria en horas de las interrupciones del transformador t , perteneciente al grupo de calidad q y al Nivel de Tensión n , durante el año k .

$EPU_{n,q,p}$: Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q durante el trimestre p , según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI.

$NU_{n,t,q,p}$: Número promedio de usuarios del transformador t , del grupo de calidad q , durante el trimestre p .

2.4 Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica

De acuerdo con el resultado de la evaluación del desempeño trimestral de cada OR sobre la calidad media del servicio prestado en el Nivel de Tensión 1, o en los Niveles de Tensión 2 y 3, el Cargo por Uso de cada mes, $Dt_{n,m}$, podrá ser ajustado en un valor que representa un Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔDt) durante el trimestre evaluado. El incentivo deberá ser otorgado al OR del SDL que atiende a los usuarios a los cuales se les aplicó el incentivo, por lo tanto no afecta los ingresos de los operadores del STR.

El DtA , Cargo por Uso Ajustado por Incentivo, se estimará utilizando la siguiente expresión:

$$DtA_{n,m} = Dt_{n,m} + \Delta Dt_{n,m}$$

Donde,

$DtA_{n,m}$: Cargo por Uso Ajustado por Incentivo aplicable en el mes m , para los usuarios del Nivel de Tensión n , en \$/kWh.

$Dt_{n,m}$: Cargo por Uso aprobado al OR mediante Resolución CREG aplicable en el mes m , para los usuarios del Nivel de Tensión n , en \$/kWh.

$\Delta Dt_{n,m}$: Incentivo al OR aplicable a los usuarios del Nivel de Tensión n , durante el mes m , en \$/kWh.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.4.1 Cálculo del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad

La estimación del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, $\Delta Dt_{n,m}$, (\$/kWh) que tendrá un OR por la gestión de la calidad promedio de su sistema de distribución, se establecerá para cada Nivel de Tensión n aplicando la siguiente expresión:

$$\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_n - ITAD_{n,p,m-4}) * CRO_{m-1}$$

Donde,

$\Delta Dt_{n,m}$: Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR durante el mes m , aplicable al Cargo por Uso del Nivel de Tensión n , en \$/kWh.

$IRAD_n$: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad.

$ITAD_{n,p,m-4}$: Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, estimado con base en la información de calidad del trimestre p al cual pertenece el mes $m-4$.

CRO_{m-1} : Costo de Racionamiento $CROI$ calculado por la UPME para el mes $m-1$.

La aplicación por primera vez del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, $\Delta Dt_{n,m}$, se hará a partir del quinto mes después de iniciado el esquema de Incentivos y Compensaciones por parte del OR. El OR será el encargado del cálculo de los Incentivos que hacen parte de este numeral y deberá trimestralmente elaborar un documento que soporte dichos cálculos.

Si en un año determinado, la reducción neta del ingreso del OR por efecto de la aplicación de los Incentivos y Compensaciones a usuarios "peor servidos" supera el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables. Cuando la SSPD tome posesión del OR por estos efectos, se suspenden la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones por el término máximo de un (1) año, sin perjuicio del derecho de los usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

2.4.2 Banda de Indiferencia para la aplicación del Incentivo

Se establecerá una Banda de Indiferencia dentro de la cual se considera que las variaciones de la Calidad Media dentro de este intervalo no representan mejoras o desmejoras de la Calidad Media como respuesta a la gestión del OR y por lo tanto el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad dentro de este rango, $\Delta Dt_{n,m}$, se hará igual a cero.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Los valores que determinan los extremos de la Banda de Indiferencia corresponderán a la Calidad Media alcanzada por el OR durante el año 2006 y durante el año 2007.

$$IRAD_{n,k} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,k}$$

- Aun siendo mayor que cero, el incentivo $\Delta Dt_{n,m}$ no será aplicable si algún Índice Trimestral de la Discontinuidad por Grupo de Calidad - $ITG_{n,q,p}$, calculado como se indica en el numeral 2.3.2, se ha incrementado con respecto al Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad - $IRGP_{n,q}$. Esto es:

$$\text{Si } ITG_{n,q,p} > IRGP_{n,q}$$

siendo:

$$IRGP_{n,q} = \frac{1}{2} \left[\sum_{k=k_1}^{k_2} IRG_{n,q,k} \right]$$

Con $k_1=2006$ y $k_2=2007$

Donde:

$IRGP_{n,q}$: Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad, de los años 2006 y 2007, del nivel de tensión n y del grupo de calidad q .

$IRG_{n,q,k}$: Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad q del nivel de tensión n durante el año k .

Entonces:

$$\Delta Dt_{n,m} = 0$$

para cualquier $q = 1, 2, 3, \text{ o } 4$

2.4.3 Compensación del Usuario "Peor Servido"

Todo OR cuyo Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, $\Delta Dt_{n,m}$ sea mayor que cero, o se haga igual a cero por la aplicación del numeral 2.4.2, deberá compensar a cada uno de los usuarios conectados a los

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

transformadores, en los cuales el Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador ($ITT_{n,t,q,p}$) resulte mayor que el Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad ($IRGP_{n,q}$), del grupo en el cual se ubica el transformador, aplicando un Valor a Compensar $VC_{n,t,m}$ estimado mediante la siguiente expresión:

Cuando:

$$ITT_{n,t,q,p} > IRGP_{n,q}$$

Donde:

$ITT_{n,t,q,p}$: Índice Trimestral de la Discontinuidad por transformador t del Nivel de tensión n perteneciente al grupo de calidad q durante el trimestre p .

$IRGP_{n,q}$: Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad, de los años 2006 y 2007, del nivel de tensión n y del grupo de calidad q .

Y siendo:

$$ITT_{n,t,q,p} = \frac{DTT_{n,t,q,p} * EPU_{n,t,q,p} * NU_{n,t,q,p}}{VT_{n,t,q,p}}$$

Donde:

$DTT_{n,t,q,p}$: Duración Trimestral de las interrupciones por Transformador, medida en horas, para el transformador t , del Nivel de Tensión n y perteneciente al grupo de calidad q , durante el trimestre p .

$EPU_{n,t,q,p}$: Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios del transformador t , del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q durante el trimestre p .

$NU_{n,t,q,p}$: Número promedio de usuarios del transformador t , del grupo de calidad q , durante el trimestre p .

$VT_{n,t,q,p}$: Ventas de energía del OR en el transformador t , del Nivel de Tensión n y en el grupo de calidad q , para el trimestre p , en kWh.

Entonces:

$$VC_{n,t,m} = X(\Delta Dt_{n,m} * CF_m) + [IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p]$$

Donde:

X : Factor multiplicador que es igual a uno ($X=1$) cuando el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad sea positivo, o igual a cero ($X=0$) cuando el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, $ITAD_{n,p}$, se ubique dentro de la Banda de Indiferencia, según lo indicado en el numeral 2.4.2.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- $\Delta Dt_{n,m}$: Valor Absoluto del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR durante el mes m, aplicable al Cargo por Uso del nivel de tensión n, en \$/kWh, calculado como se indica en el numeral 2.4.1.
- CF_m : Consumo facturado al usuario "peor servido" durante el mes m, en kWh.
- $IPS_{n,m}$: Índice del Peor Servido, que relaciona el nivel de discontinuidad percibido por un usuario "peor servido" con el nivel de discontinuidad promedio de todos los usuarios atendidos por el OR.
- CRO_{m-1} : Costo de Racionamiento CRO1 calculado por la UPME para el mes m-1.
- CM_p : Consumo promedio mensual del usuario durante el trimestre p de evaluación, en kWh.

El Índice del Peor Servido IPS se estima utilizando la siguiente expresión:

$$IPS = \frac{ITT_{n,t,q,p}}{ITAD_{n,p}}$$

Donde:

NH_p : Número de horas totales del trimestre p.

En ningún caso, el valor mensual a compensar a cada usuario, $VC_{n,t,m}$, podrá ser superior al valor de la factura del respectivo mes.

El OR será el encargado del cálculo de los Índices y Compensaciones que hacen parte de este numeral y deberá trimestralmente elaborar un documento que soporte los cálculos de los Índices y los valores compensados.

2.4.4 Contratos de Calidad Extra

Adicionalmente a la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones descrito, los usuarios conectados a Niveles de Tensión 2 y 3, si así lo estiman conveniente, podrán negociar *Contratos de Calidad Extra* con el OR que le presta el servicio de distribución de electricidad.

La negociación de estos contratos considerará la posibilidad de realizar un acuerdo de mayor pago por el servicio de distribución, a cambio de garantizar condiciones de continuidad mejores a las establecidas en esta Resolución en cuanto a la duración de las interrupciones. En estos contratos también se podrán pactar condiciones de mejor calidad en términos de la cantidad de las interrupciones.

2.5 Información Básica para la Aplicación del Esquema de Incentivos

La información básica para la aplicación del esquema de incentivos y la estimación de los Índices, Incentivos y Compensaciones debe ser medida, registrada y reportada de acuerdo con lo que se establece en este numeral.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.5.1 Medición de las Interrupciones

Para consignar las interrupciones del servicio, cada OR deberá disponer de equipos de telemedición que reporten a su Sistema de Gestión de la Distribución (Centro de Control) la fecha y hora de inicio y de finalización de cada interrupción. Estos equipos deberán estar instalados en todos los equipos de corte y maniobra de los alimentadores que componen la red del OR. El Sistema de Gestión de la Distribución mencionado debe componerse de un sistema SCADA y de un servicio de Contact Center a través del cual los usuarios puedan realizar el reporte de fallas del servicio, y por lo tanto recibirá y almacenará la información de todas las interrupciones del servicio.

Una vez el OR disponga del Sistema de Gestión de la Distribución que le permita dar inicio a la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones, previo cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 2.6.2, podrá solicitar a la CREG, por una única vez durante el período tarifario asociado a la vigencia de la presente Resolución y mediante el procedimiento de Actualización de Cargos por la Puesta en Servicio de Nuevos Activos, la inclusión de los activos que conforman el Sistema de Gestión de la Distribución, siempre y cuando estos no se encuentren dentro del inventario de activos utilizado para la definición de sus cargos.

Los registros originales de la información obtenida de esta gestión integrada deberán mantenerse disponibles por un período no inferior a dos años y ser utilizados durante las auditorias que se realicen a la información del OR.

A efectos de garantizar la confiabilidad de la medición y de la información resultante, además de lo anteriormente establecido, el OR deberá obtener una Certificación de sus Procesos Operativos de Distribución y de Calidad del Servicio.

2.5.2 Registro y Reporte de la Información de las Interrupciones

El registro de las interrupciones medidas de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.5.1 debe responder a un protocolo el cual garantice que, de manera veraz y verificable, el OR mantenga un seguimiento cronológico de todas las interrupciones que suceden a nivel de circuito, tramo de circuito y/o a nivel de transformador, y toda la información sobre los mismos que se considera relevante, tanto para la aplicación del esquema como para el análisis estadístico de la operación de los sistemas de distribución. Los tramos de circuito se definen como las secciones de cada circuito comprendidas entre dos puntos definidos por la existencia de un equipo de corte y maniobra.

Los protocolos del registro deben ser diseñados por cada OR y contar con un Certificado de Gestión de Calidad expedido por un Organismo de Certificación Acreditado o reconocido a través de acuerdos de reconocimiento mutuo por la Superintendencia de Industria y Comercio, cuyo alcance sea el descrito en este numeral. Esta certificación debe permanecer vigente y su incumplimiento,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

además de no permitir la aplicación del esquema de incentivos, será causal de investigación por parte de la SSPD.

La información relevante a registrar para cada interrupción del servicio será la siguiente:

2.5.2.1 Origen y Causa de la Interrupción

Se debe registrar la red de origen del evento, es decir STN, STR o SDL. Para las interrupciones originadas en el SDL debe identificarse el activo en el cual se presentó la falla y el Nivel de Tensión al cual se encuentra conectado. En todos los casos, se debe describir la causa de la falla correspondiente.

2.5.2.2 Clasificación de la Interrupción

Una vez registrada cada Interrupción, esta se debe clasificar de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.1.

El OR afectado por un evento de terrorismo, deberá declarar oficialmente ante la SSPD la ocurrencia del mismo, será responsable por tal declaración y mantener el soporte que la justifique. Así mismo, si se prevé que la interrupción causada por el evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el OR tendrá que informar a los Usuarios antes de transcurridos dos (2) días de la ocurrencia del evento, mediante publicación en un medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada.

Cuando se presenten interrupciones Programadas, éstas deben ser informadas con una antelación mínima de 48 horas a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice la adecuada información de los usuarios afectados.

El incumplimiento de cualquiera de los anuncios aquí exigidos será causal de investigación por parte de la SSPD.

2.5.2.3 Duración de la Interrupción

La información registrada y almacenada en el Sistema de Gestión de la Distribución será la fuente para la estimación de la duración de las interrupciones, las cuales se calculan como la diferencia entre la hora de finalización y la hora de inicio registrada en el Sistema. Todas las interrupciones menores a un (1) minuto deberán incluirse en los cálculos de la duración y registrarse de manera independiente.

2.5.2.4 Información Complementaria Mensual

Mensualmente, para cada evento registrado, se debe además registrar la siguiente información:

- a) Código de cada circuito, tramo de circuito y transformador.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- b) Nombre y Código de la Subestación que alimenta cada circuito.
- c) Número de usuarios conectados en cada circuito, tramo de circuito y transformador.
- d) Ventas de energía en cada circuito y en cada transformador.
- e) Voltaje nominal de cada circuito y relación de transformación de cada transformador.
- f) Grupo de Calidad al que pertenece cada circuito, tramo de circuito y transformador.
- g) Longitud de cada circuito.
- h) Georreferenciación de cada circuito y de cada transformador.
- i) Demás información solicitada por el SUI.

Toda la información registrada deberá mantenerse salvaguardada por un término mínimo de dos (2) años, junto con los soportes requeridos en caso de Exclusiones. Se deben además mantener, por el mismo término, los anuncios correspondientes a Interrupciones Programadas.

2.5.2.5 Reporte de la Información de las Interrupciones

Los reportes de información de calidad de cada OR al SUI, en los formatos y condiciones que para el efecto se determinen mediante circular, serán mensuales y corresponderán como mínimo a la información registrada de acuerdo con lo establecido en este numeral. De todas formas, los reportes en la base de datos de Calidad de Transformadores deberán reflejar las interrupciones presentadas tanto por el transformador como por los circuitos, o tramos de circuitos, que lo alimenten.

Una vez el OR calcule los Índices, Incentivos y Compensaciones correspondientes, debe informarlos al Comercializador en un plazo máximo de dos (2) días para efectos de que este último los considere en la facturación del mes respectivo.

En caso de que el OR no reporte la información en los tiempos establecidos en este anexo, se considerará un incumplimiento a la calidad del servicio por parte del OR y por lo tanto la CREG solicitará la respectiva investigación a la SSPD.

De otra parte, el LAC será receptor directo de la información original producida en el Sistema de Gestión de la Distribución de cada OR y para tal fin deberá interrogar directamente la base de datos de calidad de cada uno. Con base en esta Base de Datos y las clasificaciones reportada por el OR al SUI, el LAC realizará un cálculo paralelo de los Índices, Incentivos y/o Compensaciones el cual se usará como información comparativa durante los procesos de auditoría a la información. Para el efecto, el LAC será un usuario de la información de calidad consignada en el SUI.

De acuerdo con lo anterior, el OR deberá contar con un sistema de telecomunicación entre su Sistema de Gestión de la Distribución y el LAC.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.5.3 Estimación Trimestral de la Discontinuidad y del Incentivo correspondiente

Trimestralmente, con base en la información mensual reportada al SUI, el OR estimará los Índices establecidos en esta Resolución, y demás componentes de las fórmulas correspondientes, a fin de determinar los Incentivos y Compensaciones a aplicar.

Para el efecto, el OR tendrá hasta el día 14 de cada mes para realizar los cálculos necesarios para estimar el Cargo por Uso Ajustado por Incentivo, *DtA*, y los valores a compensar a los usuarios "peor servidos", los cuales aplicará al mes siguiente.

2.5.4 Auditorías

Los OR deben contratar, con firmas de reconocido prestigio, dos tipos de auditorías así:

2.5.4.1 Auditoría de cumplimiento de requisitos para iniciar la aplicación del Esquema de Incentivos y/o Compensaciones.

Para dar inicio a la aplicación del Esquema de Incentivos y/o Compensaciones, el OR deberá contratar una firma auditora para que certifique el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 2.6.2.

2.5.4.2 Auditoría a la Información

Cuando lo CREG lo solicite, el OR debe contratar una auditoría a la información registrada y reportada sobre las interrupciones del servicio, así como de los soportes que dieron lugar a exclusiones, haciendo especial énfasis en las inconsistencias detectadas entre la información en poder del LAC y la información utilizada por el OR. Para el efecto, el OR debe mantener disponible toda la información correspondiente a los dos años anteriores a la ejecución de la auditoría.

Adicionalmente, esta auditoría deberá verificar que la aplicación de los incentivos y compensaciones realizados por el OR correspondan con la calidad brindada por el OR, de acuerdo con la metodología expuesta en este anexo y que los valores de los Incentivos y Compensaciones se encuentra soportados en el documento de cálculo mencionado en los numerales 2.4.1 y 2.4.3.

Los criterios con base en los cuales la CREG solicitará la ejecución de auditorías, así como las condiciones para su contratación, serán determinados en Resolución aparte.

Los resultados de estas auditorías deberán ser entregados a la CREG y ésta solicitará las investigaciones respectivas a la SSPD cuando lo considere necesario.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.6 Implementación del Esquema de Incentivos y Compensaciones

La implementación del esquema de Incentivos y Compensaciones descrito en este Anexo requiere del cumplimiento de los siguientes requisitos de Información y Definición de Procedimientos:

2.6.1 Información Inicial para el Cálculo del IRAD

Dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, se adecuarán los aplicativos del SUI necesarios para reportar la información definida en el numeral 2.5.2.

Cumplido este plazo, el OR dispondrá de máximo tres (3) meses para revisar, validar y complementar la información de calidad de los años 2006 y 2007 previamente consignada en el SUI, acorde con los aplicativos que fueron objeto de adecuación y con las disposiciones y procedimientos que para tal fin establezca la SSPD.

Mediante circular conjunta SSPD-CREG, se informarán las modificaciones y/o adecuaciones que serán requeridas. De todas formas, estas últimas deberán surtir el proceso de justificación y autorización establecido por el SUI.

Con base en esta información, la CREG estimará el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad ($IRAD_n$), los Índices de Referencia Agrupados de la Discontinuidad para cada año de referencia ($IRAD_{n,k}$), así como el Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad ($IRGP_{n,q}$) requeridos para su aplicación. La CREG expedirá las correspondientes resoluciones particulares en un plazo máximo de dos (2) meses contado a partir del momento en el que se disponga de toda la información del OR.

2.6.2 Requisitos para Iniciar la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones

El inicio de la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones se dará para cada OR una vez cumpla los requisitos establecidos en este numeral.

Sin perjuicio de lo anterior, el OR contará con un plazo máximo de doce (12) meses, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta Resolución, para iniciar la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones establecido en este Anexo. El incumplimiento de estos requisitos, y por tanto la imposibilidad de empezar a aplicar el Esquema después de la fecha indicada, será considerado un incumplimiento a la calidad del servicio y por lo tanto la CREG solicitará la respectiva investigación a la SSPD.

Para que pueda dar inicio a la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones, el OR deberá dar cumplimiento a los siguientes requisitos informando a la SSPD los resultados de la auditoría que para el efecto debe contratar, como se indica en el numeral 2.5.4 de esta Resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- a) Vinculación de usuarios a transformadores y circuitos. Este requisito debe estar cumplido de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998 y solicitado en la circular conjunta SSPD-CREG No. 002 de 2003 o demás que la complementen, modifiquen o sustituyan.
- b) Servicio de Contact Center y de Centro de Control como parte de su Sistema de Gestión de la Distribución.
- c) Telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en cada alimentador de la red. El OR podrá dar inicio sin el cumplimiento total de este requerimiento pero los reportes de operación de los equipos de corte y maniobra que no tengan telemedición no se tendrán en cuenta para efecto del cálculo de los incentivos y compensaciones, y en su lugar se asignará a cada uno de los transformadores del circuito el reporte del transformador que haya presentado el mayor número de horas interrumpidas.
- d) Permiso al LAC para tener acceso directo a la Base de Datos de Interrupciones registradas en el sistema de Gestión de la Distribución de cada OR.
- e) Sistema de Medición y Protocolos de Registro y Reporte del OR certificados.

2.7 Responsabilidades de información sobre la calidad del SDL

2.7.1 Responsabilidades por parte del OR

- a) Por lo menos una vez al año y antes del inicio del esquema de Incentivos y compensaciones, el OR deberá entregar al comercializador, para que éste publique en la factura del usuario, un anexo informativo sobre la forma cómo funciona el Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución Eléctrica.
- b) Antes de comenzar la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones, el OR deberá suministrar al Comercializador los códigos de vinculación de usuarios a circuitos, tramos de circuitos y transformadores.
- c) Mensualmente, el OR deberá informar al Comercializador la duración total de las interrupciones presentadas en cada transformador al cual se conecten usuarios atendidos por dicho Comercializador, así como el valor de los Incentivos y/o de las compensaciones correspondientes.

2.7.2 Responsabilidades por parte Comercializador

En cada factura que emita el Comercializador a sus usuarios deberá presentar la siguiente información, con base en la información entregada por el OR:

- a) Código del transformador al cual se encuentra conectado el Usuario
- b) Grupo de calidad al cual pertenece el transformador al cual se conecta el usuario
- c) Duración total de las interrupciones presentadas durante cada mes del trimestre con base en el cual se está compensando y/o aplicando incentivo en dicha factura.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- d) Valor a compensar cuando es un usuario "peor servido". Complementariamente se deberá informar el valor de las variables CR y CM_p utilizadas en el cálculo de la compensación.
- e) Nombre y Dirección del Operador de Red del sistema al que se conecta el Usuario y el número telefónico para comunicar al Contact Center las interrupciones del servicio.

2.7.3 Solución de Diferencias en la Información

En caso de presentarse diferencias en la información reportada por los agentes o contabilizada por los usuarios, se aplicarán los siguientes procedimientos:

- a) Los Usuarios tendrán derecho a reclamar ante el Comercializador por la duración real de las interrupciones que ellos puedan contabilizar.
- b) Si un usuario reporta al Comercializador las interrupciones que percibió, y éste encuentra diferencias en las reportadas en la factura solicitará al OR la aclaración respectiva.
- c) A partir del recibo de la comunicación del Comercializador, el OR cuenta con un plazo máximo para responder de quince (15) días hábiles. Si vencido este plazo el OR no responde, ó no soporta las diferencias, ó si el OR responde la solicitud dentro del plazo señalado y existiesen valores a favor de los usuarios, el Comercializador realizará los ajustes necesarios en la siguiente factura que emita al usuario. A los pagos realizados con posterioridad a la solicitud deberán adicionarse los intereses correspondientes a la tasa bancaria corriente, certificada mensualmente por la Superintendencia Bancaria, sobre el valor de dicho pago. De todas formas, el usuario tendrá el derecho a presentar la reclamación respectiva al Comercializador de conformidad con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994.
- d) En caso de controversia entre el OR y el Comercializador, la carga de la prueba en contrario será a cargo del OR.
- e) Si un Comercializador diferente al Comercializador integrado verticalmente con el respectivo OR ha registrado las interrupciones que experimentaron sus usuarios y encuentra diferencias en las reportadas por el OR en la factura de alguno de sus usuarios "peor servidos", el Comercializador solicitará al OR la aclaración de las diferencias para lo cual se debe surtir el mismo procedimiento descrito en el literal c) de este numeral.

Firma del Proyecto



MANUEL MAIGUASHCA OLANO

Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente



HERNÁN MOLINA VALENCIA

Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 11.

PÉRDIDAS Y FACTORES PARA REFERIR AL STN

La determinación de pérdidas reconocidas por Nivel de Tensión resulta de análisis técnicos de los sistemas operados por cada OR con base en la información entregada en cumplimiento de las Circulares CREG 013 y 015 de 2007 y, adicionalmente, en la información entregada por XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P. con la simulación de pérdidas en los STR.

La determinación de pérdidas totales y pérdidas no reconocidas resulta de los análisis de los flujos de energía entregados conforme al ANEXO 8, la información de fronteras del SIC y la información de ventas del SUI.

1 Pérdidas reconocidas por Nivel de Tensión

Las pérdidas reconocidas por nivel de tensión se determinarán de acuerdo con los siguientes criterios:

Nivel de Tensión 4 ($P_{j,4}$)

Se calculará un índice de pérdidas para cada STR en el Nivel de Tensión 4 y conexiones al STN, para reconocer la cantidad de la energía perdida, por aspectos técnicos de la red, respecto de la energía de entrada al Nivel de Tensión 4.

El cálculo del índice de pérdidas técnicas en los STR y conexiones al STN lo efectuará XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. a partir del modelamiento de la red

Nivel de Tensión 3 ($P_{j,3}$)

Se calculará un índice de pérdidas técnicas para el Nivel de Tensión 3 para cada sistema operado por un OR, para reconocer la cantidad de la energía perdida por aspectos técnicos de la red respecto de la energía de entrada al Nivel de Tensión 3, modelando la totalidad de la red con la información de redes y equipos de Nivel de Tensión 3 y sus curvas de carga entregados a la CREG de acuerdo con lo solicitado en la Circular CREG 015 de 2007.

En caso de que no se cuente con la totalidad de la información de que trata la Circular 015 de 2007 de algún OR o de que se encuentren inconsistencias en la información presentada, se utilizará la mejor información disponible para el cálculo de las pérdidas.

En caso de no contar con información de un OR y de conocer que dicho OR cuenta con infraestructura en el Nivel de Tensión 3, se le asignará un valor inferior en 0.5 puntos porcentuales al menor índice de pérdidas técnicas calculado para los otros OR en el país.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Cuando un OR haya presentado un modelo con la simulación de la totalidad de su red en este nivel de tensión, se aprobará el índice resultante de dicha simulación siempre y cuando el modelo contenga la información reportada a la CREG en cumplimiento de lo solicitado en la Circular CREG 013 de 2007, cumpla con los parámetros técnicos estipulados en la regulación y la energía circulante por las redes de dicho nivel de tensión en un año no supere la energía de entrada a dicho nivel de tensión declarada por el OR (según el ANEXO 8).

Nivel de Tensión 2 ($P_{j,2}$)

Se calculará un índice de pérdidas técnicas para el Nivel de Tensión 2 para cada sistema operado por un OR, para reconocer la cantidad de la energía perdida por aspectos técnicos de la red respecto de la energía de entrada al Nivel de Tensión 2, modelando las redes típicas entregadas a la CREG de acuerdo con lo solicitado en la Circular CREG 015 de 2007.

En caso de que no se cuente con la totalidad de la información de que trata la Circular 015 de 2007 de algún OR, de que el OR no haya presentado curvas de carga de Nivel de Tensión 2 o de que se encuentren inconsistencias en la información presentada, se utilizará la mejor información disponible para el cálculo de las pérdidas.

En caso de no contar con información de un OR y de conocer que dicho OR cuenta con infraestructura en el Nivel de Tensión 2, se le asignará un valor inferior en 0.5 puntos porcentuales al menor índice de pérdidas técnicas calculado para los otros OR en el país.

Cuando un OR haya presentado un modelo con la simulación de la totalidad de su red en este nivel de tensión, se aprobará el índice resultante de dicha simulación siempre y cuando el modelo contenga la información reportada a la CREG en cumplimiento de lo solicitado en la Circular CREG 013 de 2007, cumpla con los parámetros técnicos estipulados en la regulación y la energía circulante por las redes de dicho nivel de tensión en un año no supere la energía de entrada a dicho nivel de tensión declarada por el OR (según el ANEXO 8).

Nivel de Tensión 1 ($P_{j,1}$)

Para este Nivel de Tensión se calculará un índice, resultante del cálculo de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas reconocidas, para reconocer la cantidad de la energía perdida en este nivel respecto de la energía de entrada al mismo.

El cálculo de las pérdidas técnicas se realizará para cada sistema, modelando la totalidad de los circuitos entregados por cada agente de acuerdo con lo solicitado en la Circular CREG 013 de 2007 según los siguientes parámetros:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- Para modelar el comportamiento de la carga a través del tiempo en cada circuito, se simulará el comportamiento de la carga de los usuarios según el área geográfica en donde se encuentre utilizando un modelo de Montecarlo. En caso de que un OR haya presentado curvas de carga en éste nivel de Tensión, el modelo se ajustará para que represente dicha curva.
- En caso de que no se cuente con la información de que trata la Circular 013 de 2007 de algún OR o en caso de que se encuentren inconsistencias en la información presentada se utilizará la mejor información disponible para el cálculo de las pérdidas.
- Cuando un OR haya presentado un modelo con la simulación de la totalidad de su red en este nivel de tensión, se aprobará el índice resultante de dicha simulación siempre y cuando el modelo contenga la información reportada a la CREG en cumplimiento de lo solicitado en la Circular CREG 013 de 2007, cumpla con los parámetros técnicos estipulados en la regulación (según el ANEXO 8).

El cálculo de las pérdidas no técnicas reconocidas ($PNT_{j,r}$) se realizará para cada sistema, según los siguientes parámetros:

- Las Pérdidas No Técnicas Reconocidas serán las que se aprueben a cada OR conforme a la presentación de los Planes de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica, como índice de energía perdida en el Nivel de Tensión 1 respecto de la energía de entrada en éste nivel de tensión.
- Mientras se expide la regulación respecto de los Planes de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica y le son aprobados a los OR sus respectivos índices, se tomará como valor de Pérdidas No Técnicas Reconocidas el índice resultante de la diferencia entre 12,75% y el índice de Pérdidas Técnicas del Nivel de Tensión 1, que permanecerá hasta cuando le sea aprobado al OR su índice particular.

El índice total de pérdidas reconocidas para el Nivel de Tensión 1 será el resultante de la suma de los índices de pérdidas técnicas y de pérdidas no técnicas reconocidas.

En caso de no contar con la información de un OR, que permita un adecuado cálculo de pérdidas, se le asignará a dicho OR un valor inferior en 1 punto porcentual al menor índice de pérdidas técnicas calculado para los otros OR en el país.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2 Pérdidas No Técnicas No Reconocidas ($PNT_{j,nr}$)

Pérdidas No Técnicas No Reconocidas se calculará con base en la siguiente expresión:

$$PNT_{j,nr} = EE_j - ES_j - \sum_{i=1}^n P_{j,n} * Ee_{j,n}$$

Donde:

$PNT_{j,nr}$: Pérdidas No Técnicas No Reconocidas al OR j en kWh-año.

EE_j : Energía de Entrada total al sistema del OR j, proveniente del STN, agentes generadores y otros OR (kWh-año sin referir al STN).

ES_j : Energía de Salida total del sistema del OR j a Comercializadores, otros OR o al STN (kWh-año sin referir al STN).

$P_{j,n}$: Porcentaje de pérdidas del OR j del Nivel de Tensión n (n= 4, 3, 2 ó 1).

$Ee_{j,1}$: Energía de Entrada al Nivel de Tensión n (n= 4, 3, 2 ó 1) del OR j, proveniente del STN, agentes generadores, otros OR y otros niveles de tensión del mismo OR (kWh-año sin referir al STN).

3 Determinación de los factores para referir al STN

Los factores de cada Nivel de Tensión para referir las medidas de energía al STN, considerando las pérdidas de energía eficientes de los STR o SDL, se determinarán, para cada OR, siguiendo las siguientes expresiones:

Nivel de Tensión 4:

$$PR_{4,j} = P_{j,4}$$

donde:

$PR_{4,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 4 del OR j al STN.

$P_{j,4}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión 4 al OR j, iguales para los OR conectados al un mismo STR.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Nivel de Tensión 3:

$$PR_{3,j} = 1 - (1 - P_{j,3}) \left[(1 - P_{j,4}) \left(\frac{Fe_{j,n-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left(\frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,3} = Fe_{j,n-3} + Fe_{j,STN-3}$$

donde:

$PR_{3,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 del OR j al STN.

$P_{j,n}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión n del OR j (donde n es 3 ó 4).

$Fe_{j,n-3}$: Flujo de energía anual entre el Nivel de Tensión n (n es STN ó 4) y el Nivel de Tensión 3 del OR j (MWh-año), de acuerdo con el balance de energía de que trata el ANEXO 8.

$P_{j,STN-3}$: Pérdidas para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 al STN. Corresponde a las pérdidas de transformación iguales a 0.23%

Nivel de Tensión 2:

$$PR_{2,j} = 1 - (1 - P_{j,2}) \left[(1 - P_{j,4})(1 - P_{j,3}) \left(\frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,4})(1 - P_{j,A-2}) \left(\frac{Fe_{j,A-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left(\frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,2} = Fe_{j,STN-2} + Fe_{j,A-2} + Fe_{j,3-2}$$

donde:

$PR_{2,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 del OR j al STN.

$P_{j,n}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión n del OR j (donde n es 2, 3 ó 4).

$Fe_{j,n-2}$: Flujo de energía anual entre el Nivel de Tensión n (n es STN, 4 ó 3) y el Nivel de Tensión 2 del OR j (MWh-año), de acuerdo con el balance de energía de que trata el ANEXO 8.

$P_{j,n-2}$: Pérdidas para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 al Nivel de Tensión n (n es STN ó 4) del mismo OR. Corresponde a las pérdidas de transformación iguales a 0.23%

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Nivel de Tensión 1:

$$PR_{1,j} = 1 - (1 - P_{j,1}) \left[(1 - PR_{3,j}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$$

donde:

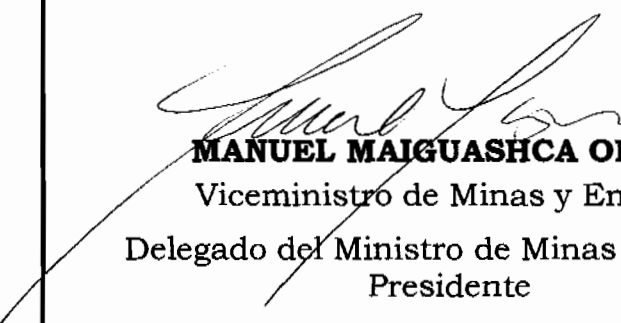
$PR_{1,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 del OR j al STN.

$P_{j,1}$: Pérdidas reconocidas en el Nivel de Tensión 1 del OR j.


$PR_{3,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 del OR j al STN.

$Fe_{j,n-1}$: Flujo de energía anual entre el Nivel de Tensión n (n es 3 ó 2) y el Nivel de Tensión 1 del OR j (MWh-año), de acuerdo con el balance de energía de que trata el ANEXO 8.

$PR_{2,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 del OR j al STN.

Firma del Proyecto

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente



HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 12.

CARGOS POR RESPALDO DE LA RED

Los Usuarios de los STR o SDL podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectan, a través de su comercializador, la suscripción de un contrato de disponibilidad de capacidad de respaldo de la red.

La anualidad de la inversión correspondiente al servicio de respaldo se calculará así:

$$I_{TOTAL} = \left[I_T + (I_L + I_E) \left(\frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right) \right] * \frac{IPP_m}{IPP_0}$$

Con:

$$I_L = l * CR_{i,k} * P_{CR}$$

$$I_E = P_{CR} * \sum_{n=1}^N CR_{i,k}$$

Donde:

I_{TOTAL} : Costo de la inversión total anual requerida para la prestación del servicio de respaldo. Dicho valor se actualizará mensualmente con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP).

I_T : Corresponde al costo de la capacidad de transformación requerida para el servicio de respaldo. La tarifa por unidad de potencia es de 8.300 \$/kVA-año (pesos de diciembre de 2007), independientemente del Nivel de Tensión al cual esté conectado el usuario.

I_L : Corresponde a las inversiones necesarias en líneas, en caso de requerirse esta inversión.

I_E : Corresponde a las inversiones necesarias en equipos en caso de requerirse esta inversión.

Para estos efectos la forma de calcular la inversión total correspondiente es:

l : Longitud de la red necesaria para prestar el servicio de capacidad de respaldo.

$CR_{i,k}$: Costo Reconocido para la UC i , en el año k , reportada por el OR j .

P_{CR} : Relación entre la capacidad de respaldo solicitada y la capacidad nominal del elemento (red o equipo). Cuando dichos elementos sean utilizados en forma exclusiva por el usuario el valor de esta relación es 1.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

- n*: Corresponde a cada uno de los equipos involucrados en la prestación del servicio de capacidad de respaldo
- r*: Tasa de Retorno para la remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado o con la Metodología de Precio Máximo, según corresponda.
- V_i*: Vida útil en años, reconocida para la UC *i*.
- IPP_m*: Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes *m*
- IPP₀*: Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes de diciembre de 2007.

El reconocimiento de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, se hará de la siguiente manera:

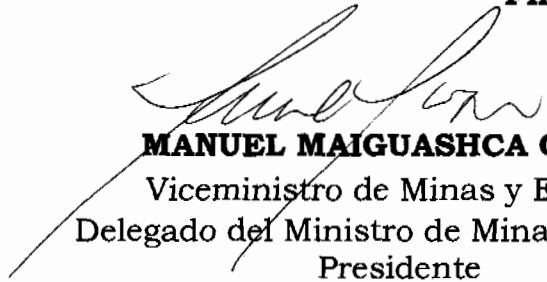
- Se realizará el cálculo de la inversión total de los activos necesarios para prestar el respaldo, valorada con las UC de la presente resolución.
- Se tomará el WACC reconocido para SDL.
- El valor del AOM será calculado a partir de la aplicación del % anual reconocido al OR en la remuneración de la actividad de distribución, para el nivel de tensión correspondiente, aplicada a la inversión requerida para la prestación del servicio de capacidad de respaldo.

Cuando no se contrate el servicio de capacidad de respaldo, los OR no estarán obligados a garantizar la disponibilidad a ningún usuario.

Los contratos de capacidad de respaldo se regirán por las siguientes normas:

1. Los Cargos aquí calculados por Disponibilidad de Capacidad de Respaldo de la Red son precios máximos. Las partes podrán negociar dicha tarifa.
2. El OR puede verificar en cualquier momento, las instalaciones del usuario que solicita el servicio de respaldo, para constatar la capacidad de respaldo requerida.
3. De encontrarse una diferencia entre la capacidad real y la capacidad de respaldo contratada, el OR podrá cobrar la diferencia correspondiente.

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 13.

Criterio de Eficiencia para Transformadores del Nivel de Tensión 1.

La valoración de cada uno de los transformadores de Nivel de Tensión 1 se efectuará de acuerdo con la cargabilidad individual, considerando la información de ventas anuales registradas en el transformador, extractada del SUI, y la información recopilada a través de la Circular CREG 013 de 2007.

El valor de los transformadores, que hace parte de la variable $Inv_{C_{j,k,i}}$ de que trata el ANEXO 2, será el que corresponda a la capacidad reportada por el OR cuando dicho transformador presente una cargabilidad igual o superior al 40% de su capacidad nominal. En caso contrario, se registrará el valor del transformador con capacidad menor que cumpla con la cargabilidad el 40% para atender la demanda asociada, según las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} \text{Si } Fct_i \geq 0,4 & \quad \text{entonces } CapT_i = CapR_i \\ \text{Si } Fct_i < 0,4 & \quad \text{entonces } CapT_i = Com_i \{CapA_i\} \\ & \quad \text{Con: } CapA_i = CapR_i * \left(\frac{Fct_i}{0,4}\right) \end{aligned}$$

Donde:

- Fct_i : Cargabilidad del Transformador i
- $CapT_i$: Capacidad del transformador i (kVA) a reconocer como parte de la variable $Inv_{C_{j,k,i}}$ de que trata el ANEXO 2
- $CapR_i$: Capacidad del transformador i (kVA) reportada por el OR.
- $Com_i(CapA_i)$: Capacidad del transformador comercial (kVA) inmediatamente superior al valor de la $CapA_i$.
- $CapA_i$: Capacidad de un transformador (kVA) cargado al 40% considerando la demanda de energía anual del transformador i .

La cargabilidad del transformador se calculará según las siguientes expresiones:

$$Fct_i = \frac{Ppt_i}{CapR}$$

$$Ppt_i = \frac{Vt f_i}{8760 * f} \left[\frac{1}{Fc_i} + \frac{p_i}{Fp_i} \right]$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

$$Fp_i = 0,3F_{c_i} + 0,7(F_{c_i})^2$$

$$p_i = \frac{EE_{j,1}}{V_t N1} * [(PT_{j,1} - PTfe_i) + PNT_{j,r}]$$

$$Vt_{f_i} = VTr_i * \frac{VtN1}{\sum_{i=1}^n VTr_i} * \frac{\sum_{i=1}^n CapR_i}{CapN1}$$

Donde:

- Fct_i* : Cargabilidad del Transformador *i*.
- Ppt_i*: Potencia Pico calculada para el transformador *i* (kVA)
- CapR_i*: Capacidad del transformador *i* (kVA) reportada por el OR.
- Vt_{f_i}*: Ventas de energía anuales ajustadas (kWh-año) para el transformador *i* del OR *j*.
- f*: Factor de potencia igual a 0,9
- Fc_i*: Factor de carga del transformador *i*, reportado por el OR en cumplimiento de lo solicitado en la Circular CREG 013 de 2007.
- p_i*: Fracción de la energía perdida transportada en el transformador *i* (pérdidas del cobre del transformador *i* más la fracción de pérdidas no técnicas reconocidas que pasa a través del mismo) referida a las ventas totales del Nivel de Tensión 1.
- Fp_i*: Factor de pérdidas del transformador *i*.
- EE_{j,1}*: Energía de entrada al Nivel de Tensión 1, del OR *j*, durante el año 2007.
- VtN1* : Ventas totales de energía en el Nivel de Tensión 1 durante el 2007 en el sistema del OR *j*, en kWh-Año, reportadas al SUI.
- PT_{j,1}*: Porcentaje de Pérdidas Técnicas del Nivel de Tensión 1. Fracción de energía perdida en este nivel de tensión (transformador y red) por aspectos técnicos respecto de la energía de entrada al mismo Nivel.
- PTfe_i*: Porcentaje de Perdidas en el Hierro del transformador *i*. Fracción de energía perdida en el hierro del transformador respecto de la energía de entrada al mismo Nivel, según lo establecido en las Normas NTC-818 y NTC-819.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

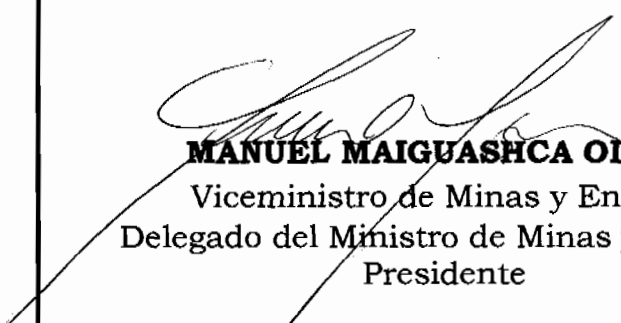
$PNT_{j,r}$: Porcentaje de Pérdidas No Técnicas Reconocidas al OR j , calculado según lo señalado en el ANEXO 11, con respecto a la energía de entrada en el Nivel de Tensión 1.


VTr_i : Ventas de energía del 2007 (kWh-año) registradas para los usuarios asociados con el transformador i , conforme a las reportadas al SUI.

$VtN1$: Ventas totales de energía del 2007 en el Nivel de Tensión 1 (kWh-año), reportadas al SUI en el Mercado de Comercialización respectivo.

$CapN1$: Capacidad nominal de la totalidad de los transformadores del Nivel de Tensión 1 (kVA) registrados en el SUI a 31 de diciembre de 2007.

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO 14.

CONTENIDO DE LA SOLICITUD

En la solicitud escrita que se formule a la CREG para la fijación de cargos y costos de distribución, la empresa deberá incluir como mínimo lo siguiente:

“Que hemos aplicado la metodología de que trata la Resolución CREG XXX de 2008, obteniendo los siguientes resultados para el sistema que opera la (empresa):

| Costos | Pesos de diciembre de 2007 |
|--|----------------------------|
| Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 | |
| Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 3 | |
| Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 2 | |
| Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 1 | |


| Cargos | \$/kWh (Pesos de diciembre de 2007) |
|--|--|
| Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3 | |
| Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2 | |
| Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de inversión | |
| Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de AOM | |

Que con la firma de este documento ratifico que la información de nuestra empresa ingresada a través de la WEB de la Comisión, corresponde a nuestros inventarios en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2 y activos de conexión al STN, sobre los cuales se realizará la verificación de que trata el ANEXO 6 de la Resolución CREG XXX de 2008.”

Así mismo se adjunta el plano impreso del diagrama unifilar de los Niveles de Tensión 4, 3 y 2 de los activos operados por la empresa. Así mismo, ratifico que estos planos fueron ingresados a través de la página web de la comisión en el lugar dispuesto para tal fin, en formato.....

Para efectos de la publicación de que trata el Parágrafo 2 del Artículo 18 de la Resolución CREG OXX de 2008, a continuación se presenta la información requerida en el ANEXO 7 de la misma Resolución.....

Firma del Proyecto


MANUEL MAIGUASHCA OLANO
 Viceministro de Minas y Energía
 Delegado del Ministro de Minas y Energía
 Presidente


HERNÁN MOLINA VALENCIA
 Director Ejecutivo