



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 015 DE 2018

(ENE.29-2018)

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

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 1524, 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

Le corresponde a la CREG señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, en los términos de la Constitución Nacional y la Ley, y definir el régimen tarifario con fundamento en los criterios establecidos para garantizar el cumplimiento de los fines de la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos y conforme a la política pública del Gobierno Nacional.

En virtud de lo dispuesto en el Capítulo V de la Ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años y continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas; no obstante, la Comisión deberá iniciar la actuación administrativa para fijar las nuevas tarifas, doce meses antes de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias y siguiendo el procedimiento establecido en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 sobre reglas de difusión para la adopción de fórmulas tarifarias.

De acuerdo con 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.

Mediante el Decreto 387 de 2007, modificado por los Decretos 4977 de 2007 y 1937 de 2013, el Gobierno Nacional estableció políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica, incluyendo a los usuarios del STN como parte de los mercados de comercialización.

A su vez, el Decreto 1937 de 2013, estableció que los planes de reducción de pérdidas ordenados por los literales c, d y e del artículo 3° del Decreto 387 de 2007 entrarán en aplicación una vez entren en vigencia los cargos de

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

distribución aprobados mediante la metodología de remuneración de la actividad de distribución que remplace la establecida en la Resolución CREG 097 de 2008.

Con la expedición del Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad y con la conformación de áreas de distribución de energía eléctrica, ADD, para eliminar diferencias de los costos de distribución entre los usuarios de los mercados que conforman cada una de ellas.

Para la expedición de la presente metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el siguiente periodo tarifario, se siguió el procedimiento establecido en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004;

Mediante la Resolución CREG 043 de 2013, la Comisión puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuaría el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del siguiente periodo tarifario, para el establecimiento de los cargos por uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Lo anterior en cumplimiento de lo previsto en los numerales 11.1 y 11.2 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 cuya publicación se realizó en la página web de la CREG, el 10 de mayo de 2013.

Los estudios que se adelantaron por parte de la CREG en los temas de gastos eficientes por concepto de administración, operación y mantenimiento para la prestación del servicio, unidades constructivas, pérdidas eficientes en los sistemas de transmisión regional, metodologías de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, niveles y metas de calidad del servicio y reconocimiento de la energía reactiva, fueron publicados mediante las Circulares CREG 034, 036, 038 y 063 de 2014, en cumplimiento de lo previsto en el numeral 11.3 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019, se hicieron públicos con la expedición de la Resolución CREG 079 de 2014, publicada en la página web de la Comisión el 12 de junio de 2014.

Conforme a lo dispuesto por el numeral 11.4 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, que establece “tres (3) meses antes de la fecha prevista para que inicie el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, se deberán hacer públicos en la página Web de la Comisión correspondiente los proyectos de metodologías y de fórmulas, los estudios respectivos y los textos de los proyectos de resoluciones”, la Comisión expidió para comentarios la resolución CREG 179 de 2014, en la cual se propuso la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, la cual como más adelante se explica fue publicada en 3 ocasiones más.

Mediante el Decreto 2492 de 2014 se establecieron los lineamientos de política pública en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Mediante las circulares CREG 053 y 064 del año 2015 se publicaron los estudios realizados por la Comisión sobre calidad del servicio, en la Circular CREG 052 de 2015 sobre AOM y en la Circular CREG 059 de 2015 sobre presentación de planes de inversión.

Mediante la resolución CREG 095 de 2015 se definió la metodología para el cálculo de la tasa de descuento que se aplicará en la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, el cual a su vez fue compilado mediante el Decreto 1078 de 2015, en relación con la obligación que tiene la Comisión de publicar los proyectos de metodologías y de fórmulas, los estudios respectivos y los textos de los proyectos de resoluciones para comentarios, se publica la resolución *Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional* la cual incorpora los resultados del análisis de los comentarios recibidos sobre la propuesta publicada en cuatro oportunidades, mediante las siguientes resoluciones:

- La primera a través de la Resolución CREG 179 de 2014, la cual fue publicada tanto en el Diario Oficial como en la página web de la CREG el 13 de febrero de 2015, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 14 de mayo de ese mismo año.
- La segunda, a través de la Resolución CREG 024 de 2016 la cual fue publicada en el Diario Oficial el 20 de marzo de 2016 y en la página web de la CREG el 14 de marzo de 2016, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 15 de abril de ese mismo año. No obstante lo anterior, se efectuó una prórroga en el plazo para presentar comentarios a través de la Resolución CREG 048 de 2016, dejando como plazo final el día 25 de abril de ese mismo año.
- La tercera, mediante la expedición de la Resolución CREG 176 de 2016 publicada en el diario oficial el día 9 de noviembre de ese mismo año y en la página web de la CREG el día 4 de noviembre, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 22 de noviembre de 2016.
- La cuarta, mediante la expedición de la Resolución CREG 019 de 2017 publicada en el diario oficial el día 10 de marzo de ese mismo año y en la página web de la CREG ese mismo día, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 11 de abril de 2017.

Mediante el Decreto 348 de 2017 se determinaron los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.

La Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía establece los mecanismos para implementar la infraestructura de medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica. Conforme con el plazo estipulado para ello y en resolución aparte, la CREG establecerá las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo la responsabilidad de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la Infraestructura de Medición

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Avanzada, y dado el caso, del medidor avanzado. Asimismo, la CREG adoptará los ajustes regulatorios con el fin de remunerar mediante la tarifa del servicio de energía eléctrica, las inversiones y funcionamiento asociados, para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada

En el documento CREG 010 de 2018 se presentan los análisis de los comentarios recibidos a las propuestas regulatorias en consulta antes citadas.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto compilatorio 1074 de 2015, la Comisión diligenció el correspondiente formato para determinar si la regulación que se adopta mediante la presente resolución, se encuentra dentro del marco de prácticas restrictivas a la competencia, a lo que se observa de acuerdo con su resultado que no, por lo tanto, no se informa a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 836 del 29 de enero de 2018, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. **Objeto.** Mediante esta resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Artículo 2. **Ámbito de Aplicación.** Esta resolución aplica a los agentes que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio.

Artículo 3. **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 del OR al STN: son los bienes que se requieren para que un operador de red se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, STN.

Se consideran como activos de conexión del OR 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 o terciaria, cualquier tensión inferior a 220 kV y las bahías de transformador de los lados de baja tensión. En las subestaciones del STN con configuración de anillo o interruptor y medio no se remunerarán a través de cargos por uso de la actividad de distribución, las bahías con tensión mayor o igual a 220 kV.

Los activos de conexión del OR al STN se remunerarán mediante cargos por uso y por lo tanto hacen parte de la base regulatoria de activos. El OR es el responsable por la operación y mantenimiento de estos activos.

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

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Activos de conexión a un STR o a un SDL: son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local, SDL, de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. 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, así como el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades.

Se preservan las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 en las que, en los términos y con el alcance de la definición de activos de conexión a un STR o a un SDL prevista en el artículo 12 de la Resolución CREG 082 de 2002, se tengan varios usuarios finales usando activos de conexión al SDL y con la medida en el nivel de tensión 1 y la respectiva solicitud de conexión haya sido presentada en los términos del numeral 4 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998. A estos usuarios se les cobrarán cargos por uso de nivel de tensión 2 o 3 y para la determinación del consumo se debe referir la medida al nivel de tensión que corresponda utilizando el factor respectivo.

Activos de nivel de tensión 1: son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas por ser considerados activos de uso. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA.

Activos de uso de STR y SDL: son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario 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, etc.) y equipos de cómputo.

Activo no operativo: activo que estando en las condiciones necesarias para operar no puede hacerlo debido a la indisponibilidad de otro activo diferente a los que conforman su grupo de activos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

AOM: valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL.

Base regulatoria de activos, BRA: valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR. Está compuesta por activos eléctricos y no eléctricos.

Capacidad disponible del activo: parte de un activo que está siendo utilizada en la prestación del servicio, expresada como un porcentaje de la capacidad total que puede entregar acorde con sus características técnicas o datos de fabricante en condiciones normales de operación.

Carga o Capacidad Instalada: es la carga instalada o la capacidad nominal, declarada al momento de efectuar una conexión a un sistema determinado, que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

Cargos por uso del OR: son los cargos, expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL y STR y los gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio.

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.

Compensación por energía no suministrada, CNE: compensación por ocasionar energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.

Conexión y acceso a redes: es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del STN, STR y/o SDL, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consagrado en la Ley.

Consignación: es el procedimiento mediante el cual un transmisor o distribuidor solicita desconectar temporalmente equipos determinados, que es estudiado y, de ser procedente, autorizado por el CND.

Consignación de emergencia: es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la desconexión de un equipo o activo del SIN, de una instalación o de parte de ella, cuando su estado ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones de tal forma que no es posible cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo. Como es una consignación no programada, si se supera el tiempo de desconexión, sobre ese tiempo no hay cálculo de ENS.

Disponibilidad: se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio o cuando, sin estar en servicio, el agente lo declara disponible y el CND no instruye su conexión por condiciones de topología, seguridad, confiabilidad o calidad del SIN.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Energía no suministrada, ENS: estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema, realizada con base en las disposiciones que para tal fin se establecen en la regulación vigente.

Evento: situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada.

Evento de alto impacto: Los eventos de alto impacto serán todos aquellos que tengan lugar en el SDL o en el STR y cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

- a. Afecte más de cincuenta mil (50.000) usuarios por un periodo mayor o igual a tres (3) horas.
- b. Afecte a más del treinta por ciento (30%) de los usuarios del mercado de distribución de un OR por un periodo mayor o igual a tres (3) horas.

Fecha de corte: es el 31 de diciembre de 2017.

Grupo de activos: conjunto de activos en operación cuyas funcionalidades se encuentran interrelacionadas.

Índice de precios del productor, IPP: corresponde al índice de precios del productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística, DANE.

Indisponibilidad: se define como el tiempo durante el cual un activo de uso no estuvo en servicio total o parcialmente. Un activo estará indisponible, y se seguirá considerando en esta condición, aunque 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 de los cargos por uso de las redes del SIN 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 requiere un tiempo mayor a las máximas horas anuales de indisponibilidad fijadas para el grupo de activos al que pertenece ese activo.

Mercado de comercialización: conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

Migración de usuarios a niveles de tensión superiores, MUNTS: es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un nivel de tensión superior al que se encontraba conectado.

Niveles de tensión: los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

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. Normalmente es el barraje de una subestación.

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 por uso corresponde a un municipio.

RPP: fracción del costo de una unidad constructiva que es remunerada vía cargos por uso, que no se incluye en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 89.7 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.

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 en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistema de Transmisión Regional, STR: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR 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 OR o TR.

Sistema de Transmisión Nacional, STN: es el sistema 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.

Supervisión: adquisición, en forma directa o indirecta, de información de variables operativas del SIN y procesamiento de la misma, sin que esto implique control operativo de tales variables.

Tasa de retorno: tasa establecida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de ingreso máximo calculada de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 095 de 2015, aprobada en resolución aparte.

Trabajos de expansión o reposición en la red: son las actividades necesarias para la entrada en operación comercial de un generador, de los activos que componen los proyectos de expansión y demás que hagan parte del plan de inversiones que la CREG le haya aprobado al OR o de las expansiones del STR que se ejecuten a través de los procesos de selección que realiza la UPME.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Transmisor regional, TR: persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. En el ejercicio de su actividad, es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás normas asociadas con la distribución de energía eléctrica en un STR.

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.

Unidad constructiva especial: es aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas.

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 y, para los efectos de esta resolución, se le denominará usuario final.

Usuario conectado directamente al STN: es el usuario final del servicio de energía eléctrica conectado al STN mediante equipos destinados en un 100% a su uso exclusivo.

Se preservan las situaciones particulares en las que un usuario a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 estaba reconocido como usuario conectado directamente al STN.

Un usuario conectado directamente al STN pertenece al mercado de comercialización del OR que atiende la mayor cantidad de usuarios en el municipio donde se encuentre ubicado. Cuando el usuario conectado directamente al STN está ubicado en un municipio donde no existan usuarios conectados a ningún OR del SIN, pertenecerá al mercado de comercialización del OR que atiende la mayor cantidad de usuarios en el departamento donde se encuentre ubicado.

Usuario del STR o SDL: es el usuario final del servicio de energía eléctrica, OR, generador, cogenerador o autogenerador conectado al STR o al SDL.

Artículo 4. Criterios generales. La metodología que se aplicará para el cálculo de los ingresos y 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 ingresos y cargos de los SDL variarán según los índices de calidad del servicio prestado.
- b. La base regulatoria de activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2, correspondiente a los activos en operación a diciembre de 2007, se determinará a partir del valor implícito en los cargos de distribución vigentes y para los activos que entraron en operación a partir de enero de 2008 a la fecha de corte se determinará con base en los inventarios.
- c. La base regulatoria de activos del nivel de tensión 1, correspondiente a los activos en operación a diciembre de 2007, se determinará a partir del valor

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

implícito en los cargos de distribución vigentes y para los activos que entraron en operación a partir de enero de 2008 a la fecha de corte se empleará el costo medio por transformador y circuito de cada OR.

- d. Para la determinación de la base regulatoria de activos inicial se podrá incluir el valor de activos en operación a diciembre de 2007 que no fueron reportados y no se encuentran en el valor implícito reconocido en los cargos de distribución vigentes.
- e. Para la determinación de la base regulatoria de activos inicial se excluirá el valor de los activos que estén fuera de operación a la fecha de corte y que se encuentre en el valor implícito reconocido en los cargos de distribución vigentes, es responsabilidad del OR reportar esta información dentro de la solicitud de ingresos.
- f. Los costos anuales de los STR se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes al nivel de tensión 4, de las conexiones al STN de los OR y los activos de uso aprobados en los planes de inversión.
- g. Los costos anuales de los SDL se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes a los niveles de tensión 3, 2 y 1, los activos de uso aprobados en los planes de inversión y los pagos de cargos por uso entre OR.
- h. Las unidades constructivas del nivel de tensión 4 de los proyectos que a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución se encuentren en construcción y que tengan concepto favorable de la UPME, se valorarán con las UC del capítulo 15 de esta resolución y deben estar incluidas en el plan de inversión.
- i. Los OR podrán presentar UC especiales para lo cual deberán suministrar la información correspondiente dentro de la respectiva actuación administrativa.
- j. La elaboración del plan de inversiones y la identificación, priorización y ejecución de las inversiones que lo conforman continuará siendo de entera responsabilidad del OR.
- k. Los activos a incorporar en el sistema y relacionados en los planes de inversión deben ser activos nuevos. No se considerarán los activos retirados de otros sistemas o los trasladados dentro del mismo sistema.
- l. La remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.
- m. Para compartir las mejoras de productividad de la red con los usuarios, los cargos de nivel de tensión 1 se disminuirán teniendo en cuenta los ingresos recibidos por el OR por la prestación de servicios distintos al de distribución de electricidad.
- n. Los usuarios y las personas naturales o jurídicas que sean propietarios de activos de nivel de tensión 1 pagarán cargos de este nivel de tensión, descontando la parte del cargo que corresponda a la inversión.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- o. Los usuarios conectados en el nivel de tensión 1 de barrios subnormales pagarán cargos del nivel de tensión donde se conecta el transformador de distribución a la red.
- p. Los cargos por uso resultantes de aplicar la metodología contenida en esta resolución remunerarán el uso de la infraestructura y los gastos de AOM necesarios 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 sistema.
- q. La responsabilidad por el AOM y la reposición de los activos de conexión es del usuario que se conecta al sistema. Se exceptúa el AOM de los activos de conexión del nivel de tensión 1 con capacidades iguales o inferiores a 15 kVA y con equipo de medida en el nivel de tensión 1, el cual debe ser realizado por el OR sin que se requieran pagos adicionales a los del AOM de nivel de tensión 1.
- r. Un OR será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso 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, en la forma en que quedó modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011. Es obligación de los OR reportar los activos que no deben incluirse en la tarifa.
- s. Los comercializadores facturarán a sus usuarios regulados y no regulados los cargos por uso dependiendo del nivel de tensión al que estén conectados estos usuarios.
- t. 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.
- u. Los activos dedicados exclusivamente a la prestación del servicio de alumbrado público no hacen parte de los activos que se remuneran vía cargos por uso.
- v. Los comercializadores aplicarán cargos por uso del 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 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.
- w. Los activos de uso de los niveles de tensión 3 y 4 que se encuentren dentro del alcance del sistema de gestión de activos podrán tener una remuneración adicional una vez cumplida su vida útil y la recuperación de capital se haya

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

completado en los términos de la presente resolución. La remuneración adicional podrá darse hasta por un periodo de cinco (5) años, siempre y cuando la operación de estos activos no afecte la seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio. Se exceptúan los activos de comunicaciones y control de estos niveles de tensión, así como los activos correspondientes a centros de control.

- x. Los ingresos que perciben los OR por concepto de contratos de capacidad de respaldo, MUNTS, de compartición de infraestructura y de energía reactiva serán tenidos en cuenta en la liquidación del ingreso correspondiente.

Artículo 5. Solicitud de aprobación de ingresos. Los OR deberán someter a aprobación de la CREG la solicitud de ingresos para el periodo tarifario dentro de los noventa (90) días calendario siguientes a la fecha de publicación de los formatos para el reporte de información de la solicitud.

La solicitud deberá ajustarse al procedimiento, contenido y formatos que la Comisión publique vía circular para tal fin.

Parágrafo 1. Cuando el OR no someta a aprobación de la CREG la solicitud de ingresos en el plazo previsto, la Comisión fijará la remuneración con la información disponible 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.

Parágrafo 2. 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 6. Activos puestos en operación después de la fecha de corte. Los activos puestos en operación después de la fecha de corte y antes de la entrada en vigencia de los ingresos aprobados se incorporarán en la base inicial de activos durante el primer año de aplicación de los ingresos aprobados.

Estos activos se incluirán mediante un ajuste de la variable $CRIN_{j,n,l}$ y su valor se determinará según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.

El OR deberá suministrar la información necesaria para determinar este valor dentro de los tres (3) meses siguientes al inicio de la aplicación de los nuevos cargos determinados con base en esta metodología.

Artículo 7. Cálculo de los cargos de los STR y SDL. Los cargos de los STR y SDL serán calculados por el LAC de acuerdo con lo establecido en los capítulos 1 y 9.

Artículo 8. 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 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.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- 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 OR 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 cargos para el nuevo sistema se calcularán: i) sumando los ingresos anuales de los niveles de tensión, ii) ponderando las pérdidas de energía con base en la energía útil de cada nivel de tensión de los OR antes de la unificación.

Artículo 9. Índices de pérdidas de energía y planes de gestión de pérdidas.

Las pérdidas de energía en cada nivel de tensión se establecerán con base en la información disponible de cada sistema, acorde con lo contenido en el capítulo 7 y servirán para definir los índices de referencia al STN.

Con base en lo establecido en el Decreto 387 de 2007 y 1937 de 2013, se definirán planes de gestión de pérdidas acorde con lo dispuesto en el capítulo 7.

Artículo 10. Calidad del servicio de distribución. La calidad del servicio del STR se determinará a partir de la información recolectada por el CND sobre la duración de las indisponibilidades de los activos 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 capítulo 5.

Para los SDL la calidad del servicio de distribución prestado por un OR se evaluará anualmente en términos de la calidad media brindada a los usuarios conectados a estos niveles de tensión, comparándola con las metas establecidas para cada OR. En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado respecto de las metas establecidas, el OR podrá obtener un aumento o disminución de sus ingresos y deberá compensar a los usuarios a quienes no les entregue una calidad mínima, definida por la CREG para cada grupo de calidad, con base en la metodología descrita en el capítulo 5.

Artículo 11. Obligación de reportar eventos. Los agentes que presten servicios de distribución de energía eléctrica en los STR 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.

Artículo 12. Conformación de los STR y SDL. Para efectos de la liquidación de cargos por uso se establecen los STR definidos en el capítulo 8.

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 13. Tratamiento de activos de conexión al STN. Los activos de conexión del OR 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.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Los usuarios finales pagarán los cargos por uso del nivel de tensión donde se encuentren conectados sus activos de conexión.

Parágrafo. Para las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 en las que se tengan usuarios finales considerados como conectados directamente al STN no habrá lugar al cobro de cargos por uso de STR o SDL. Para este efecto, el LAC publicará y usará el listado de fronteras de usuarios conectados directamente al STN registrados en la oportunidad citada y excluirá dicha demanda de energía de participar en los cargos por uso de los niveles de tensión 3, 2 o 1.

Artículo 14. Migración de usuarios a niveles de tensión superiores. En cualquier momento los usuarios de los SDL podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectan, a través de su comercializador, el cambio de nivel de tensión de su conexión, previo el cumplimiento de los siguientes requisitos ante el respectivo OR:

- a. Existencia de capacidad disponible en el punto de conexión de nivel de tensión superior.
- b. Pago de los costos asociados con la migración de nivel de tensión, según lo establecido en el capítulo 11.

A los usuarios que por requerimientos de aumento de carga instalada debidamente demostrada y que no sea posible atender por parte del OR en el nivel de tensión existente, no se les exigirá el pago de estos costos.

La condición de aumento de carga será verificada 14 meses después de la fecha de entrada en servicio de la nueva conexión mediante la comparación de las energías anuales antes y después de la fecha de entrada de la modificación de la conexión. En caso de que la cantidad de energía consumida durante el año siguiente al de entrada de la conexión sea igual o superior a la cantidad de energía del año anterior multiplicada por el factor resultante de dividir la nueva potencia contratada entre la potencia original, se conservará la exención de cobro por MUNTS, en caso contrario, se efectuará el cobro correspondiente según lo calculado en el capítulo 11.

Parágrafo: El OR deberá aprobar el cambio del nivel de tensión dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la solicitud cuando exista la capacidad, y el usuario haya justificado la necesidad y se haya efectuado el pago de los costos previstos en el literal b de este artículo.

El valor total del costo asociado con la migración de nivel de tensión debe ser reportado por el OR al LAC para que su valor sea descontado del ingreso del respectivo nivel de tensión del OR. El LAC debe llevar un registro de las migraciones entre niveles de tensión reportadas por los OR donde se encuentre la capacidad, el valor y la subestación en el formato que XM defina para tal fin.

Artículo 15. 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 capítulo 10, en los plazos vigentes establecidos para la conexión de nuevos

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

usuarios. El OR deberá otorgar dicha disponibilidad, siempre y cuando tenga la capacidad disponible en su sistema en el punto de conexión solicitado por el usuario.

Parágrafo 1. El valor total del costo asociado con los cargos de respaldo debe ser reportado por el OR al LAC para que su valor sea descontado del ingreso del respectivo nivel de tensión del OR. El LAC debe llevar un registro de los contratos de respaldo en los SDL y STR donde se encuentre la capacidad, el valor y la subestación en el formato que XM defina para tal fin.

Parágrafo 2. Cuando no se contrate el servicio de capacidad de respaldo o no se disponga de la capacidad requerida para la prestación del servicio, los OR no estarán obligados a garantizar la disponibilidad.

Artículo 16. **Transporte de energía reactiva.** Los OR o los usuarios finales pagarán por el transporte de energía reactiva cuando superen los límites establecidos en cada caso, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 12.

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios 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 17. **Tratamiento de activos de conexión y activos de uso.** Los activos que sean declarados para ser remunerados mediante cargos por uso al momento de la solicitud de aprobación de ingresos por parte del OR, mantendrán este tipo de remuneración durante todo el período tarifario. Los activos de conexión existentes que no son declarados para ser remunerados a través de cargos por uso en la misma oportunidad, mantendrán tal condición durante todo el período tarifario.

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

Parágrafo 2. Si a través de un activo se conectan uno o varios transportadores al STR o a un SDL, el activo se remunerará mediante cargos por uso en proporción a la utilización por cada OR.

Artículo 18. **Remuneración de proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables al SIN.** En aplicación del Decreto 1623 de 2015, modificado por el Decreto 1513 de 2016, los OR deberán presentar en la solicitud de remuneración y anualmente, los proyectos de expansión de cobertura de su área de influencia de acuerdo con los criterios y reglas establecidas en el capítulo 13.

Artículo 19. **Decisión sobre aprobación de los ingresos de cada OR.** Una vez presentada la información por los OR y adelantada la correspondiente actuación administrativa que garantice el derecho al debido proceso de los interesados, de conformidad con los procedimientos establecidos por la ley, la Comisión procederá a aprobar los ingresos anuales de que trata la presente resolución.

Artículo 20. **Costo asociado con la verificación de información.** Los costos asociados con la verificación de información, de existencia de activos, de gastos

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

y de calidad del servicio serán asumidos por los OR. Los criterios para las verificaciones serán definidos posteriormente por la Comisión.

Artículo 21. Reporte de información. Anualmente los OR deberán enviar a la SSPD y a la CREG un informe sobre la aplicación de la metodología de remuneración contenida en esta resolución.

El informe deberá enviarse el primer día hábil del mes de abril de cada año para lo cual deberá seguirse el procedimiento, contenido y formatos que la Comisión publique vía circular para tal fin.

Adicionalmente, el OR deberá contar con un sistema de información de los activos el cual debe ser estructurado con base en el procedimiento, contenido, plazos y formatos que la Comisión publique vía circular para tal fin.

Artículo 22. Principios rectores en la interpretación y aplicación de las obligaciones por parte del OR. De conformidad con los principios de libertad de acceso, eficiencia, adaptabilidad y neutralidad contenidos en el numeral 3.9 del artículo 3, numeral 11.6 del artículo 11 y 170 de la Ley 142 de 1994, así como en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, así como en virtud de lo previsto en los artículos 28 y 169 de la Ley 142 de 1994 y 39 de la Ley 143 de 1994, los OR deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

- a. Abstenerse de solicitar requisitos distintos a los expresamente previstos en esta resolución.
- b. Cumplir diligentemente con los plazos.
- c. Suministrar información veraz, oportuna, confiable y de calidad. En consecuencia, no podrán negar o dilatar el acceso a información. También deberán abstenerse de entregar información que no coincida con la realidad, incompleta, que induzca a error, o no cumpla la finalidad para la cual le fue exigido suministrarla.
- d. Otorgar el mismo tratamiento a todos los interesados. En consecuencia, no podrá favorecer a ningún interesado y deberá respetar la prelación y orden de llegada en los trámites previstos en esta resolución.
- e. Abstenerse de cobrar valores no previstos en la regulación ni valores superiores a los costos en los trámites.
- f. Planear, formular y ejecutar diligentemente los planes de inversión y mantenimiento para garantizar a los usuarios la prestación del servicio en condiciones de calidad, continuidad y seguridad exigidos por la regulación.

Artículo 23. Vigencia de los cargos por uso. Los ingresos y cargos por uso de los STR y SDL que defina la Comisión estarán vigentes a partir de la firmeza de la resolución particular que los apruebe por un periodo de cinco (5) años.

Parágrafo. 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 24. Solicitudes en curso. El contenido de la presente resolución se aplicará a todas las solicitudes de cargos de distribución que se presenten con posterioridad a la entrada en vigencia de la misma.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Las actuaciones administrativas que se encuentren en curso a la entrada en vigencia de la presente resolución, seguirán rigiéndose y culminarán de acuerdo con lo dispuesto en la metodología de distribución contenida en la Resolución CREG 097 de 2008.

Artículo 25. Dentro del plazo estipulado, la CREG establecerá las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo la responsabilidad de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la Infraestructura de Medición Avanzada, y dado el caso, del medidor avanzado. Asimismo, la CREG adoptará los ajustes regulatorios con el fin de remunerar mediante la tarifa del servicio de energía eléctrica, las inversiones y funcionamiento asociados, para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada

Artículo 26. Vigencia y Derogatorias. La presente resolución entra en vigencia una vez se publique en el *Diario Oficial*. No obstante lo anterior, su aplicación para cada mercado de comercialización inicia una vez quede en firme el acto administrativo que aprueba los ingresos y cargos con base en lo dispuesto en la presente resolución para el OR respectivo.

La presente resolución deroga la Resolución CREG 094 de 2012 excepto el capítulo 3 del anexo general y las demás disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá, D. C.

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

ANEXO GENERAL

CONTENIDO

CAPITULO 1. CÁLCULO DE CARGOS..... 23

1.1 CARGOS POR USO23

1.1.1 Cargos por uso de nivel de tensión 4.....23

1.1.2 Cargos por uso de nivel de tensión 3.....23

1.1.3 Cargos por uso de nivel de tensión 2.....24

1.1.4 Cargos por uso de nivel de tensión 1.....25

1.1.5 Cargos por incentivos de calidad del servicio26

1.2 CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN27

1.2.1 Cargos del nivel de tensión 427

1.2.2 Cargos del nivel de tensión 328

1.2.3 Cargos del nivel de tensión 229

1.2.4 Cargos del nivel de tensión 130

1.3 ACTUALIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE CARGOS.....31

1.3.1 Actualización, liquidación y recaudo de cargos del STR.....31

1.3.2 Actualización y liquidación de los cargos del SDL32

CAPITULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS DE LOS OR 34

2.1 INGRESOS DE LOS OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4.....34

2.2 INGRESOS DE LOS TR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 435

2.3 REPARTICIÓN DE INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 4.....35

2.4 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3.....36

2.5 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 2.....37

2.6 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.....37

2.7 INGRESOS POR OTROS CONCEPTOS38

2.8 FACTOR PARA CALCULAR VALORES MENSUALES.....38

CAPITULO 3. INGRESO ANUAL POR INVERSIONES 40

3.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS40

3.1.1 Base regulatoria de activos eléctricos.....40

3.1.2 Base regulatoria de activos no eléctricos.....59

3.2 RECUPERACIÓN DE CAPITAL RECONOCIDA.....59

3.2.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial60

3.2.2 Recuperación de capital de activos nuevos.....61

3.2.3 Ajuste de la recuperación de capital al final del periodo tarifario ...62

3.2.4 Vida útil reconocida por categoría de activos.....62

3.3 BASE REGULATORIA DE TERRENOS62

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 4.	INGRESO ANUAL POR GASTOS DE AOM	64
4.1	AOM BASE A RECONOCER.....	64
4.1.1	AOM inicial	65
4.1.2	AOM objetivo	65
4.1.3	AOM demostrado.....	68
4.1.4	AOM remunerado	68
4.1.5	Valor de AOM por condiciones ambientales	69
4.1.6	AOM por niveles de tensión	70
4.2	VALOR DE AOM PARA NUEVAS INVERSIONES.....	70
4.3	VERIFICACIÓN DEL VALOR ANUAL DE AOM	71
CAPITULO 5.	CALIDAD DEL SERVICIO	72
5.1	CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS STR.....	72
5.1.1	Características de calidad a la que está asociado el ingreso	72
5.1.2	Activos sujetos al esquema de calidad.....	73
5.1.3	Bases de datos	73
5.1.4	Reglamento para el reporte de eventos	73
5.1.5	Máximas horas anuales de indisponibilidad.....	77
5.1.6	Ajuste de máximas horas de indisponibilidad.	78
5.1.7	Indisponibilidad de los activos de uso del STR	78
5.1.8	Estimación de la capacidad disponible por un evento	79
5.1.9	Eventos excluidos.....	80
5.1.10	Procedimiento para los mantenimientos mayores.....	82
5.1.11	Activos que entran en operación comercial.	82
5.1.12	Valor de referencia para compensación.....	83
5.1.13	Remuneración en algunos casos de indisponibilidad.....	83
5.1.14	Compensaciones	84
5.1.15	Informe sobre ENS	87
5.1.16	Zona excluida de CNE	88
5.1.17	Límite de los valores a compensar	89
5.2	CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SDL.....	90
5.2.1	Clasificación de los eventos	91
5.2.2	Exclusión de eventos	92
5.2.3	Calidad media del sistema	95
5.2.4	Niveles de calidad individual.....	103
5.2.5	Indicadores de referencia y de calidad mínima garantizada.....	109
5.2.6	Indicadores adicionales	109
5.2.7	Alumbrado público	111
5.2.8	Usuarios que inyectan energía a la red	111

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.9	Contratos de calidad extra.....	111
5.2.10	Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones	112
5.2.11	Información básica para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones	114
5.2.12	Verificaciones a la información	119
5.2.13	Responsabilidades de información sobre la calidad en los SDL ...	119
5.2.14	Calidad en empresas o en redes que se interconecten al SIN.....	121
5.2.15	Calidad de empresas que se fusionan o se escinden.....	122
5.2.16	Transición	122
CAPITULO 6. PLANES DE INVERSIÓN		124
6.1	CRITERIOS DE GENERALES.....	124
6.2	PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	125
6.3	CONTENIDO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	126
6.3.1	Diagnostico	126
6.3.2	Proyectos de inversión motivados en la atención de demanda	126
6.3.3	Proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda	128
6.3.4	Proyectos de inversión en el STR.....	131
6.4	APROBACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	131
6.4.1	Valor del plan de inversión para evaluación	132
6.4.2	Costo de reposición de referencia.....	133
6.5	SEGUIMIENTO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	134
6.6	AJUSTE DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	136
6.7	PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.....	136
CAPITULO 7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA		138
7.1	PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN.....	138
7.1.1	Pérdidas eficientes.....	138
7.1.2	Pérdidas reconocidas para OR que no aplican para optar a plan de reducción.....	141
7.1.3	Pérdidas reconocidas para OR que pueden optar a presentar plan de reducción de pérdidas.....	142
7.1.4	Cálculo de índices de pérdidas.....	144
7.2	DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES PARA REFERIR AL STN..	147
7.2.1	Nivel de tensión 4	147
7.2.2	Nivel de tensión 3	147
7.2.3	Nivel de tensión 2	148
7.2.4	Nivel de tensión 1	149
7.2.5	Pérdidas de transformadores de conexión al STN:	149
7.3	GESTIÓN DE PÉRDIDAS	149
7.3.1	Requisitos para la presentación del plan de reducción.	150

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

7.3.2	Cálculo del costo total del plan.	151
7.3.3	Inicio del plan de mantenimiento de pérdidas.	154
7.3.4	Inicio y seguimiento del plan de reducción de pérdidas	154
7.3.5	Liquidación, Recaudo y Actualización del $C_{PROG_{j,m}}$	157
7.3.6	Suspensión, cancelación del plan de reducción y devolución de ingresos.	161
7.3.7	Cálculo de flujos de energía	167
CAPITULO 8. CONFORMACIÓN DE STR		170
8.1	STR NORTE.....	170
8.2	STR CENTRO-SUR	170
CAPITULO 9. CARGOS HORARIOS		171
9.1	PERIODOS DE CARGA MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA.....	171
9.2	CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS.....	171
CAPITULO 10. CARGOS POR RESPALDO DE LA RED		173
10.1	COSTO DE RESPALDO CONTRATADO ($CR_{U,N,o}$).	173
10.2	COSTO DE RESPALDO DE RED ($C_{RESP_{U,N}}$).	175
10.3	CONTENIDO DEL CONTRATO DE RESPALDO.....	176
10.4	DETERMINACIÓN DE CURVAS DE CARGA.	176
10.5	INGRESOS RECIBIDOS POR RESPALDO.....	177
CAPITULO 11. COSTOS ASOCIADOS CON MUNTS		178
CAPITULO 12. COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA... ..		179
CAPITULO 13. REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES		182
13.1	ALCANCE.....	182
13.2	CRITERIOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LOS PROYECTOS.....	182
13.3	PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS	183
13.4	SOLICITUD ANUAL DE REMUNERACIÓN.....	183
13.5	VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS	183
13.6	OBLIGACIONES DE LOS OR	184
13.7	CÁLCULO DEL INCREMENTO TARIFARIO.....	185
13.8	FORMATO DE REPORTE DE INFORMACIÓN.....	186
13.9	SEGUIMIENTO PLANES DE EXPANSIÓN DE COBERTURA.....	186
13.10	PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.....	186
CAPITULO 14. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS NUEVOS		187
14.1	UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES.....	187
14.2	UC ASOCIADAS A LÍNEAS.....	191
14.3	COSTOS ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.	204

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

14.4	CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS	212
CAPITULO 15. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS BRA INICIAL.....		215
15.1	UC DE NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.....	215
15.2	CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS	228
CAPITULO 16. ÍNDICES DE RIESGO POR MUNICIPIO.....		230

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 1. CÁLCULO DE CARGOS

1.1 CARGOS POR USO

El LAC calculará mensualmente los cargos por uso de cada nivel de tensión de acuerdo con las siguientes expresiones.

1.1.1 Cargos por uso de nivel de tensión 4

El LAC calculará para cada STR los cargos por uso de nivel de tensión 4 de la siguiente manera:

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

Donde:

- $Dt_{4,R,m,t}$: Cargo por uso del nivel de tensión 4 del OR que hace parte del STR R para el mes m del año t , en \$/kWh.
- $CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4 del STR R , en el mes m del año t , en \$/kWh, calculado según lo establecido en el numeral 1.2.1.
- $PR_{4,R,m,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4, del OR que hace parte del STR R , al STN en el mes m del año t , calculado como se muestra enseguida.

$$PR_{4,R,m,t} = P_{4,R,m,t}$$

$$P_{4,R,m,t} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}}$$

Donde:

- $P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R , en el mes m del año t .
- $IMSC_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j , en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t , sin incluir los ingresos de las convocatorias construidas en un mercado de comercialización diferente al propio, calculado según lo establecido en el numeral 2.1.
- $P_{4,j,m,t}$: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j , que hace parte del STR R , en el mes m del año t , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 7.1.2.1.
- JR : Número de OR con mercados de comercialización en el STR R .

1.1.2 Cargos por uso de nivel de tensión 3

Para cada uno de los OR, el LAC calculará los cargos por uso de nivel de tensión 3 de la siguiente manera:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{3,j,m,t}} + CD_{3,j,m,t} + Dtcs_{3,j,m,t}$$

Donde:

- $Dt_{3,j,m,t}$: Cargo por uso del nivel de tensión 3 del OR j para el mes m del año t , en \$/kWh.
- $CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4 del STR R , del que hace parte el OR j , en el mes m del año t , en \$/kWh, calculado según lo establecido en el numeral 1.2.1.
- $CD_{3,j,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 3 del OR j , en el mes m del año t , en \$/kWh, calculado según lo establecido en el numeral 1.2.2.
- $PR_{3,j,m,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el mes m del año t , calculado conforme a lo establecido en el numeral 7.2.
- $Dtcs_{3,j,m,t}$: Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión 3, en el mes m del año t , en \$/kWh, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.1.5.

1.1.3 Cargos por uso de nivel de tensión 2

Para cada uno de los OR, el LAC calculará los cargos por uso de nivel de tensión 2 de la siguiente manera:

$$Dt_{2,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{2,j,m,t}} + CD_{2,j,m,t} + Dtcs_{2,j,m,t}$$

Donde:

- $Dt_{2,j,m,t}$: Cargo por uso del nivel de tensión 2 del OR j para el mes m en el año t , en \$/kWh,
- $CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4 del STR R , del que hace parte el OR j , en el mes m del año t , en \$/kWh, según lo establecido en el numeral 1.2.1.
- $CD_{2,j,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 2 del OR j , en el mes m del año t , en \$/kWh, calculado según lo establecido en el numeral 1.2.3.
- $PR_{2,j,m,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el mes m del año t , calculado conforme a lo establecido en el numeral 7.2.
- $Dtcs_{2,j,m,t}$: Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión 2, en el mes m del año t , en \$/kWh, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.1.5.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

1.1.4 Cargos por uso de nivel de tensión 1

Para cada uno de los OR, el LAC calculará los cargos por uso de nivel de tensión 1 de la siguiente manera:

$$Dt_{1,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{1,j,m,t}} + \frac{CD_{2,j,m,t}}{1 - P_{j,1,t}} + CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t} + Dtcs_{1,j,m,t}$$

Donde:

- Dt_{1,j,m,t}*: Cargo por uso del nivel de tensión 1 del OR *j* para el mes *m* en el año *t*, en \$/kWh,
- CD_{4,R,m,t}*: Cargo del nivel de tensión 4 del STR *R*, del que hace parte el OR *j*, en el mes *m* del año *t*, en \$/kWh, según lo establecido en el numeral 1.2.1.
- PR_{1,j,m,t}*: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR *j* al STN en el mes *m* del año *t*, calculado conforme a lo establecido en el numeral 7.2.
- CD_{2,j,m,t}*: Cargo del nivel de nivel de tensión 2 del OR *j*, en el mes *m* del año *t*. en \$/kWh, según lo establecido en el numeral 1.2.3.
- P_{j,1,t}*: Índice de pérdidas del OR *j* en el nivel de tensión 1, en el año *t*, calculado conforme a lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- CDI_{1,j,m,t}*: Cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR *j*, en el mes *m* del año *t*, en \$/kWh, calculado según lo establecido en el numeral 1.2.4.1.
- CDA_{1,j,m,t}*: Cargo de AOM del nivel de tensión 1 del OR *j*, en el mes *m* del año *t*. en \$/kWh, según lo establecido en el numeral 1.2.4.2.
- Dtcs_{1,j,m,t}*: Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR *j* en el nivel de tensión 1, en el mes *m* del año *t*, en \$/kWh, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.1.5.

En caso de que la totalidad o fracción de los activos de nivel de tensión 1 sean de propiedad del usuario o de la copropiedad donde está el predio del usuario, el comercializador deberá descontar, de la variable *Dt_{1,j,m,t}*, el cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR *j*, *CDI_{1,j,m,t}*, en la fracción que corresponda. Con este propósito:

- a. 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.
- b. 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

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

máximo. Si el usuario es propietario de los dos activos mencionados, el comercializador deberá descontar el 100% del respectivo cargo máximo

Cuando se requiera la reposición de activos de nivel de tensión 1 que son de propiedad del usuario, éste podrá reponerlos y continuará pagando los cargos de nivel de tensión 1 con el descuento que corresponda. El usuario en un plazo no superior a 2 días hábiles a partir de la salida del servicio de los activos de su propiedad deberá informar al OR si decide o no reponerlos; si el usuario no se pronuncia o decide no reponerlos informará al OR y éste efectuará la reposición en plazo de 72 horas a partir del momento en que recibe el aviso del usuario o del cumplimiento de los dos días hábiles mencionados. A partir del momento de la reposición por parte del OR el usuario dejará de percibir el descuento mencionado. Exclusivamente para los efectos de esta disposición, se entiende por reposición el cambio de la totalidad de las redes de nivel de tensión 1 o el cambio de la totalidad del transformador.

- c. En cualquier caso, los cargos que remuneran gastos de administración, operación y mantenimiento serán cubiertos a través de los cargos por uso y en tal virtud, el OR será el responsable de dichas actividades sobre la totalidad de activos de 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.

1.1.5 Cargos por incentivos de calidad del servicio

El LAC calculará los cargos asociados con el desempeño en la calidad del servicio del SDL para cada nivel de tensión de cada OR de la siguiente manera:

$$Dtcs_{n,j,m,t} = \frac{INCC_{j,n,t} / IPP_{FC} - CONP_{j,n,t} / IPP_{t-1}}{(1 - P_{j,n,t}) * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,n,ma}} * IPP_{m-1}$$

Donde:

- $Dtcs_{n,j,m,t}$: Cargo por desempeño en la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión n en el mes m del año t , en \$/kWh.
- $INCC_{j,n,t}$: Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión n , en el año t , según lo establecido en el numeral 5.2.3.2.3.
- $CONP_{j,n,t}$: Compensaciones no pagadas a usuarios en mora del OR j en el nivel de tensión n en el año t .

$$CONP_{j,n,t} = CONP_{j,t} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$$

- $CONP_{j,t}$: Valor total a descontar al OR j , en el año t , por las compensaciones no pagadas durante el año t , según lo establecido en el numeral 5.2.4.3.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $BRAE_{j,n,0}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo tarifario, según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.
- $P_{j,n,t}$: Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión n , en el año t , calculado conforme a lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- $Ee_{j,n,ma}$: Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión n , durante el mes ma , expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.1.
- IPP_{m-1} : Índice de precios del productor del mes $m-1$.
- IPP_{FC} : Índice de precios del productor de la fecha de corte.
- IPP_{t-1} : Índice de precios del productor del mes de diciembre del año anterior al año t .

1.2 CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN

El LAC calculará mensualmente los cargos de cada nivel de tensión de acuerdo con las siguientes expresiones.

1.2.1 Cargos del nivel de tensión 4

Para cada uno de los STR el cargo por nivel de tensión 4 se calcula a partir de los ingresos de los OR que tienen mercados de comercialización en ese STR y de los ingresos de los TR que construyen convocatorias en ese STR. Los OR que construyan convocatorias en un STR diferente al suyo se considerarán TR en ese STR diferente.

El LAC estimará el cargo de nivel de tensión 4 así:

$$CD_{4,R,m,t} = \frac{\sum_{j=1}^J IM_{j,4,R,m,t} + \sum_{r=1}^R IMTR_{r,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} DTC_{j,R,m-1}}$$

Donde:

- $CD_{4,R,m,t}$: Cargo de nivel de tensión 4 del STR R , en el mes m del año t , en \$/kWh.
- $IM_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j , perteneciente al STR R , en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t , en pesos, calculado según lo establecido en el numeral 2.1.
- $IMTR_{r,R,m,t}$: Ingreso mensual del TR r , en el STR R para el mes m del año t , en pesos, calculado según lo establecido en el numeral 2.2.
- $DTC_{j,R,m-1}$: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios en el mercado de comercialización 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 capítulo 7.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- J*: Número total de OR que operan activos en el STR *R*, ya sea porque su mercado de comercialización hace parte de ese STR o porque, como resultado de un proceso de selección, construyó activos de nivel de tensión 4 en ese STR
- R*: Número total de TR con activos de uso en el STR *R*.
- JR*: Número total de mercados de comercialización que conforman el STR *R*.

1.2.2 Cargos del nivel de tensión 3

Los cargos para el nivel de tensión 3 se calculan según la siguiente expresión:

$$CD_{3,j,m,t} = \frac{IA_{j,3,m,t} + \frac{1}{12} * O_{j,3}}{(1 - P_{j,3,t}) * \frac{1}{12} * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,3,ma}}$$

Donde:

- CD_{3,j,m,t}*: Cargo del nivel de tensión 3 del sistema del OR *j*, en el mes *m* del año *t*, en \$/kWh.
- IA_{j,3,m,t}*: Ingreso del OR *j* en el nivel de tensión 3, en el mes *m* del año *t*, según el numeral 2.4.
- O_{j,3}*: Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 3 del sistema del OR *j* al sistema de otro OR. Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- P_{j,3,t}*: Índice de pérdidas del OR *j* en el nivel de tensión 3, en el año *t*, calculado conforme a lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- Ee_{j,3,ma}*: Energía de entrada al sistema del OR *j* en el nivel de tensión 3, durante el mes *ma*, expresada en kWh y calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.1.

El valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR en el nivel de tensión 3 se calcula de la siguiente manera:

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

Donde:

- O_{j,3}*: Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 3 del sistema del OR *j* al sistema de otro OR. Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- NC3_j*: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el nivel de tensión 3 del OR *j*.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $CD_{f,3}$: Cargo del nivel de tensión 3 de referencia para el OR que exporta energía en la conexión f .
- $EL_{j,f}$: Energía importada, en el año que finaliza en la fecha de corte, por el OR j a través de la conexión f .

1.2.3 Cargos del nivel de tensión 2

Los cargos para el nivel de tensión 2 se calculan según lo establecido en la siguiente expresión:

$$CD_{2,j,m,t} = \frac{IA_{j,2,m,t} + \frac{1}{12} * O_{j,2}}{(1 - P_{j,2,t}) * \frac{1}{12} * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,2,ma}} + CD_{3-2,j,m,t}$$

Donde:

- $CD_{2,j,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 2 del sistema del OR j , en el mes m del año t , en \$/kWh.
- $IA_{j,2,m,t}$: Ingreso del OR j en el nivel de tensión 2, en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 2.5.
- $O_{j,2}$: Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 2 del sistema del OR j al sistema de otro OR.
- $CD_{3-2,j,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2 para el OR j , en el mes m del año t .
- $P_{j,2,t}$: Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 2, en el año t , calculado conforme a lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- $Ee_{j,2,ma}$: Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 2, durante el mes ma , expresada en kWh y calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.1.

El valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR en el nivel de tensión 2 se calcula de la siguiente manera:

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

Donde:

- $O_{j,2}$: Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 2 del sistema del OR j al sistema de otro OR. Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- $NC2_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el nivel de tensión 2 del OR j .
- $CD_{f,2}$: Cargo del nivel de tensión 2 de referencia para el OR que exporta energía en la conexión f .

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$El_{j,f}$: Energía importada, en el año que finaliza en la fecha de corte, por el OR j a través de la conexión f .

El cargo del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2 se calcula de la siguiente manera:

$$CD_{3-2,j,m,t} = CD_{3,j,m,t} * \frac{\sum_{ma=m-3}^{m-14} Fe_{j,3-2,ma}}{(1 - P_{j,2,t}) * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,2,ma}}$$

Donde:

$CD_{3-2,j,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2 para el OR j , en el mes m del año t .

$CD_{3,j,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 3 del sistema del OR j , en el mes m del año t , en \$/kWh.

$Fe_{j,3-2,ma}$: Flujo de energía del nivel de tensión 3 al nivel de tensión 2 del OR j , en el mes ma .

$P_{j,2,t}$: Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 2, en el año t , calculado conforme a lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.

$Ee_{j,2,ma}$: Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 2, durante el mes ma , expresada en kWh y calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.1.

1.2.4 Cargos del nivel de tensión 1

En el nivel de tensión 1 se calculan dos cargos, uno asociado con los activos de uso y otro con los gastos de AOM asignados a este nivel de tensión.

1.2.4.1 Cargos de nivel de tensión 1 por activos de uso

El cargo de inversión para nivel de tensión 1 se calcula según lo establecido en las siguientes expresiones:

$$CDI_{1,j,m,t} = \frac{IA_{j,1,m,t}}{(1 - P_{j,1,t}) * \frac{1}{12} * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,1,ma}}$$

Donde:

$CDI_{1,j,m,t}$: Cargo por inversión del OR j en nivel de tensión 1, en el mes m del año t , en \$/kWh.

$IA_{j,1,m,t}$: Ingreso por inversión en activos del OR j en el nivel de tensión 1, en el mes m del año t según lo establecido en el numeral 2.6.

$P_{j,1,t}$: Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1, en el año t , calculado conforme a lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

E_{e_{j,1,ma}}: Energía de entrada al sistema del OR *j* en el nivel de tensión 1, durante el mes *ma*, expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.1.

1.2.4.2 Cargos de nivel de tensión 1 por AOM

El cargo de AOM para nivel de tensión 1 se calcula según lo establecido en las siguientes expresiones:

$$CDA_{1,j,m,t} = \frac{IAAOM_{j,1,t}}{(1 - P_{j,1,t}) * \sum_{ma=m-3}^{m-14} E_{e_{j,1,ma}}} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

CDA_{1,j,m,t}: Cargo por AOM de nivel de tensión 1 del OR *j* en el mes *m* del año *t*, en \$/kWh.

IAAOM_{j,1,t}: Ingreso anual por AOM del OR *j* en activos del nivel de tensión 1, en el año *t*, según lo establecido en el capítulo 4.

P_{j,1,t}: Índice de pérdidas del OR *j* en el nivel de tensión 1, en el año *t*, calculado conforme a lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.

E_{e_{j,1,ma}}: Energía de entrada al sistema del OR *j* en el nivel de tensión 1, durante el mes *ma*, expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.1.

IPP_{m-1}: Índice de precios del productor del mes *m-1*.

IPP₀: Índice de precios del productor de la fecha de corte.

1.3 ACTUALIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE CARGOS

El ingreso mensual de los OR, así como los cargos de cada nivel de tensión y los cargos por uso serán liquidados y actualizados por el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, de acuerdo con lo previsto en esta resolución, para lo cual deberá calcular las variables necesarias.

Los comercializadores facturarán a sus usuarios los cargos por uso definidos en el numeral 1.1.

1.3.1 Actualización, liquidación y recaudo de cargos del STR

Las liquidaciones para los comercializadores que atienden usuarios en los STR se calcularán de acuerdo con la demanda comercial utilizando la siguiente expresión:

$$LC_{i,R,m,t} = DC_{i,R,m} * CD_{4,R,m,t}$$

Donde:

LC_{i,R,m,t}: Liquidación por concepto de cargos del nivel de tensión 4, en el STR *R*, por el consumo en el mes *m* del año *t*, que se facturará al comercializador *i*.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$DC_{i,R,m}$: Demanda del comercializador i , en el STR R , durante el mes de consumo m , referida al STN utilizando los factores de pérdidas definidos en el capítulo 7, sin considerar la demanda de usuarios conectados directamente al STN.

$CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4, en \$/kWh, del STR R , en el mes m del año t , de acuerdo con lo previsto el numeral 1.2.1.

m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Para el STR, el LAC estará encargado de:

- a. calcular y actualizar las variables requeridas para determinar los ingresos y cargos de los STR;
- b. calcular los valores a facturar por cada OR y TR a cada comercializador; y
- c. el envío de las liquidaciones a los OR, con la anterioridad requerida.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la liquidación elaborada por el LAC, excepto los ingresos correspondientes a los TR que serán facturados, recaudados y distribuidos por el LAC.

1.3.2 Actualización y liquidación de los cargos del SDL

Las liquidaciones para los comercializadores que atienden usuarios en los SDL, en cada mercado de comercialización, se calcularán de acuerdo con las ventas en cada nivel de tensión utilizando la siguiente expresión:

$$LC_{i,n,j,m} = VC_{i,n,j,m} * \left(Dt_{n,j,m,t} - \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{n,j,m,t}} \right)$$

Donde:

$LC_{i,n,j,m}$: Liquidación por concepto de cargos por uso del nivel de tensión n , en el mercado de comercialización j , por el consumo en el mes m , que se facturará al comercializador i .

$VC_{i,n,j,m}$: Ventas del comercializador i , en el nivel de tensión n , en el mercado de comercialización j , durante el mes de consumo m .

$Dt_{n,j,m,t}$: Cargo por uso del nivel de tensión n , del OR j , para el mes m del año t , en \$/kWh, de acuerdo con lo previsto el numeral 1.1.

$CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4, en \$/kWh, del STR R al que pertenece el OR j , en el mes m , de acuerdo con lo previsto el numeral 1.2.1.

$PR_{n,j,m,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión n del OR j al STN, en el mes m del año t , de acuerdo con lo previsto el numeral 7.2.

n : Nivel de tensión, puede tomar los valores 1, 2 o 3.

Para el SDL, el LAC estará encargado de:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- a. calcular y actualizar las variables requeridas para determinar los cargos de los SDL.
- b. calcular los valores a facturar por cada OR a cada comercializador; y
- c. el envío de las liquidaciones a los OR, con la anterioridad requerida.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la liquidación elaborada por el LAC.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS DE LOS OR

Los ingresos mensuales de los OR en cada nivel de tensión por el uso de los activos y de los TR en el nivel de tensión 4 se calculan con base en las siguientes expresiones.

2.1 INGRESOS DE LOS OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4

El LAC calculará el ingreso mensual de nivel de tensión 4 de cada OR, así:

$$IM_{j,4,R,m,t} = \left[IAA_{j,4,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,4,t} - IRM_{j,4,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} + \sum_{c=1}^{C_{j,R}} IE_{j,c,R,m} - CSTR_{j,R,m-1}$$

Donde:

- $IM_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j , en el nivel de tensión 4, que opera activos en el STR R en el mes m del año t , en pesos.
- $IAA_{j,4,t}$: Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 4, del OR j , en el año t , según lo establecido en el capítulo 3.
- fM : Factor para calcular valores mensuales, calculado según lo establecido en el numeral 2.8.
- $IAAOM_{j,4,t}$: Ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento del nivel de tensión 4, del OR j , en el año t , calculado según lo establecido en el capítulo 4.
- $IE_{j,c,R,m}$: Ingreso mensual esperado del OR j por la convocatoria c en el STR R , para el mes m . Esta variable corresponde con la variable $IE_{p,R,m}$ definida en la Resolución CREG 024 de 2013, o aquella que la modifique o sustituya.
- $C_{j,R}$: Número total de convocatorias adjudicadas al OR j en el STR R .
- $CSTR_{j,R,m-1}$: Valor mensual de las compensaciones del OR j , por activos que opera en el STR R , correspondiente al mes $m-1$, según lo establecido en el numeral 5.1.14.
- $IRM_{j,4,t}$: Ingreso del OR j , en el nivel de tensión 4, del año t , recibido por otros conceptos, según lo establecido en el numeral 2.7.
- IPP_{m-1} : Índice de precios del productor del mes $m-1$.
- IPP_0 : Índice de precios del productor de la fecha de corte.

Para la distribución de ingresos de un STR entre los agentes que operan activos en ese sistema se tendrán en cuenta, por separado, los ingresos de convocatorias ejecutadas el mercado de comercialización propio y las ejecutadas en otros mercados de comercialización. Con este propósito se define la siguiente variable:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$IMSC_{j,4,R,m,t} = IM_{j,4,R,m,t} - \sum_{c=1}^{C_{j,Rdj}} IE_{j,c,R,m}$$

Donde:

- IMSC_{j,4,R,m,t}*: Ingreso mensual del OR *j*, en el nivel de tensión 4, en el mes *m* del año *t*, sin incluir los ingresos de las convocatorias construidas en un mercado de comercialización diferente al propio.
- IM_{j,4,R,m,t}*: Ingreso mensual del OR *j*, perteneciente al STR *R*, en el nivel de tensión 4 en el mes *m* del año *t*, calculado según lo establecido en este numeral.
- IE_{j,c,R,m}*: Ingreso mensual esperado del OR *j* por la convocatoria *c* en el STR *R*, ejecutada en un mercado diferente a su mercado de comercialización, para el mes *m*. Esta variable corresponde con la variable *IE_{p,R,m}* definida en la Resolución CREG 024 de 2013, o aquella que la modifique o sustituya.
- C_{j,Rdj}*: Número total de convocatorias adjudicadas al OR *j* en el STR *R*, en un mercado de comercialización diferente al propio.

2.2 INGRESOS DE LOS TR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4

El LAC calculará el ingreso mensual de nivel de tensión 4 de cada TR, así:

$$IMTR_{r,R,m,t} = \sum_{c=1}^{C_{r,R}} IE_{r,c,R,m} - CSTR_{r,R,m-1}$$

Donde:

- IMTR_{r,R,m,t}*: Ingreso mensual del TR *r*, en el STR *R* para el mes *m* del año *t*, en pesos.
- IE_{r,c,R,m}*: Ingreso mensual esperado por la convocatoria *c* adjudicada al TR *r* en el STR *R*, para el mes *m*. Esta variable corresponde con la variable *IE_{p,R,m}* definida en la Resolución CREG 024 de 2013, o aquella que la modifique o sustituya.
- C_{r,R}*: Número total de convocatorias adjudicadas al TR *r* en el STR *R*.
- CSTR_{r,R,m-1}*: Valor mensual de las compensaciones del TR *r*, por activos que opera en el STR *R*, correspondiente al mes *m-1*, según lo establecido en el numeral 5.1.14.

2.3 REPARTICIÓN DE INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 4

Para distribuir los ingresos por el uso de los activos de nivel de tensión 4 entre los agentes beneficiarios se tendrá en cuenta lo señalado en este numeral, adicional a lo previsto en la regulación vigente.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Para cada uno de los OR, con mercados de comercialización en un determinado STR, al momento de distribuir los ingresos se considerará el valor del ingreso ajustado calculado de la siguiente forma:

$$IMASC_{j,4,R,m,t} = IMSC_{j,4,R,m,t} * \frac{(1 - P_{4,j,m,t})}{(1 - P_{4,R,m,t})}$$

Donde:

- IMASC_{j,4,R,m,t}*: Ingreso mensual ajustado del OR *j*, en el nivel de tensión 4, en el mes *m* del año *t*, sin incluir los ingresos por convocatorias construidas en un mercado de comercialización diferente al propio.
- IMSC_{j,4,R,m,t}*: Ingreso mensual del OR *j*, en el nivel de tensión 4, en el mes *m* del año *t*, sin incluir los ingresos de las convocatorias construidas en un mercado de comercialización diferente al propio, calculado según lo establecido en el numeral 2.1.
- P_{4,j,m,t}*: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR *j*, que hace parte del STR *R*, en el mes *m* del año *t*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 7.1.2.1
- P_{4,R,m,t}*: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR *R*, en el mes *m* del año *t*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.1.1

Para los ingresos relacionados con convocatorias, tanto de OR que construyen proyectos en mercados de comercialización diferentes al suyo, como los de los TR, el ingreso ajustado a considerar para la distribución de los ingresos del STR es igual a los ingresos esperados de cada convocatoria menos las compensaciones, en los casos en que haya lugar.

2.4 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3

El LAC calculará el ingreso mensual del nivel de tensión 3 de cada OR así:

$$IA_{j,3,m,t} = \left[IAA_{j,3,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,3,t} - IRM_{j,3,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

- IA_{j,3,m,t}*: Ingreso del OR *j* en el nivel de tensión 3 en el mes *m* del año *t*, en pesos.
- IAA_{j,3,t}*: Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 3 del OR *j* en el año *t*, según lo establecido en el capítulo 3.
- fM*: Factor para calcular valores mensuales, calculado conforme a lo establecido en el numeral 2.8.
- IAAOM_{j,3,t}*: Ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento del nivel de tensión 3 del OR *j* en el año *t*, según lo establecido en el capítulo 4.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $IRM_{j,3,t}$: Ingreso del OR j , en el nivel de tensión 3, del año t , recibido por otros conceptos, según lo establecido en el numeral 2.7.
- IPP_{m-1} : Índice de precios del productor del mes $m-1$.
- IPP_o : Índice de precios del productor de la fecha de corte.

2.5 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 2

El LAC calculará el ingreso mensual del nivel de tensión 2 de cada OR así:

$$IA_{j,2,m,t} = \left[IAA_{j,2,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,2,t} - IRM_{j,2,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

Donde:

- $IA_{j,2,m,t}$: Ingreso del OR j en el nivel de tensión 2 en el mes m del año t , en pesos.
- $IAA_{j,2,t}$: Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 2 del OR j en el año t , según lo establecido en el capítulo 3.
- fM : Factor para calcular valores mensuales, calculado conforme a lo establecido en el numeral 2.8.
- $IAAOM_{j,2,t}$: Ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento del nivel de tensión 2 del OR j en el año t , según lo establecido en el capítulo 4.
- $IRM_{j,2,t}$: Ingreso del OR j , en el nivel de tensión 2, del año t , recibido por otros conceptos, según lo establecido en el numeral 2.7.
- IPP_{m-1} : Índice de precios del productor del mes $m-1$.
- IPP_o : Índice de precios del productor de la fecha de corte.

2.6 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1

El LAC calculará el ingreso mensual del nivel de tensión 1 de cada OR así:

$$IA_{j,1,m,t} = \left[IAA_{j,1,t} * fM - \frac{IRM_{j,1,t} + OI_{j,1,t-1}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

Donde:

- $IA_{j,1,m,t}$: Ingreso del OR j en el nivel de tensión 1 en el mes m del año t , en pesos.
- $IAA_{j,1,t}$: Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 1 del OR j en el año t , según lo establecido en el capítulo 3.
- fM : Factor para calcular valores mensuales, calculado conforme a lo establecido en el numeral 2.8.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $IRM_{j,1,t}$

Ingreso del OR j , en el nivel de tensión 1 , en el año t , recibido por otros conceptos, según lo establecido en el numeral 2.7.
- $OI_{j,1,t-1}$

Ingresos por la explotación de activos de uso en todos los niveles de tensión en actividades distintas a la distribución de energía eléctrica en el año $t-1$.
- IPP_{m-1}

Índice de precios del productor del mes $m-1$.
- IPP_o

Índice de precios del productor de la fecha de corte.

El valor de la variable $OI_{j,1,t-1}$, corresponde al 50 % de los ingresos anuales obtenidos por el OR por la explotación en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica de los activos remunerados mediante cargos por uso.

El OR debe reportar al LAC el valor de la variable $OI_{j,1,t-1}$, incluso si este valor es igual a cero, a más tardar el 15 de diciembre anterior al año de aplicación. En caso de que no se reporte dicho valor al LAC o se reporte en fecha posterior, este tomará el máximo entre el valor reportado el año anterior y el 120% del valor más alto de los reportados por los demás OR que hayan entregado este dato.

2.7 INGRESOS POR OTROS CONCEPTOS

El ingreso anual por otros conceptos se calcula de la siguiente manera:

$$IRM_{j,n,t} = IRespaldo_{j,n,t} + IMunts_{j,n,t} + IReactiva_{j,n,t}$$

Donde:

- $IRM_{j,n,t}$

Ingreso anual por otros conceptos del OR j en el nivel de tensión n del año t , en pesos. Para el primer año del periodo tarifario esta variable tiene un valor igual a cero.
- $IRespaldo_{j,n,t}$

Ingreso correspondiente al año t , recibido por parte del OR j en el nivel de tensión n por concepto de respaldo de red, conforme a lo establecido en el capítulo 10.
- $IMunts_{j,n,t}$

Ingresos correspondiente al año t , recibido por parte del OR j en el nivel de tensión n por concepto de migración de usuarios a otros niveles de tensión, conforme a lo establecido en el capítulo 11.
- $IReactiva_{j,n,t}$

Ingresos a descontar al OR j en el nivel de tensión n por concepto de transporte de energía reactiva en exceso, correspondiente al año t , conforme a lo establecido en el capítulo 12.

2.8 FACTOR PARA CALCULAR VALORES MENSUALES

Para calcular el factor que se utiliza para convertir un valor anual en un pago mensual con una rentabilidad r se utiliza la siguiente fórmula:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$fM = \frac{(1 + r)^{1/12} - 1}{r}$$

Donde:

- fM*: Factor para calcular valores mensuales.
- r*: Tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de ingreso máximo.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 3. INGRESO ANUAL POR INVERSIONES

Los ingresos anuales asociados con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio en cada uno de los niveles de tensión se determinan de conformidad con la siguiente expresión:

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t}$$

Donde:

- IAA_{j,n,t}*: Ingreso anual por inversión en activos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*.
- BRA_{j,n,t}*: Base regulatoria de activos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*, calculada según lo definido en el numeral 3.1.
- r*: Tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de ingreso máximo.
- RC_{j,n,t}*: Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*, calculada según lo definido en el numeral 3.2.
- BRT_{j,n,t}*: Base regulatoria de terrenos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*, calculada según lo establecido en el numeral 3.3.

3.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS

La base regulatoria de activos de los OR se determina de la siguiente forma:

$$BRA_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t} + BRANE_{j,n,t}$$

Donde:

- BRA_{j,n,t}*: Base regulatoria de activos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*.
- BRAE_{j,n,t}*: Base regulatoria de activos eléctricos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*, según lo establecido en el numeral 3.1.1.
- BRANE_{j,n,t}*: Base regulatoria de activos no eléctricos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*, según lo establecido en el numeral 3.1.2.

3.1.1 Base regulatoria de activos eléctricos

La base regulatoria de activos eléctricos de los OR se determina de la siguiente forma:

$$BRAE_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t-1} - RC_{j,n,t} + BRAEN_{j,n,t} - BRAFO_{j,n,t}$$

Donde:

- BRAE_{j,n,t}*: Base regulatoria de activos eléctricos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $RC_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria del OR j en el nivel de tensión n para el año t , según lo establecido en el numeral 3.2.
- $BRAEN_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t , según lo establecido en el numeral 3.1.1.2.
- $BRAFO_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación del OR j en el nivel de tensión n para el año t , según lo establecido en el numeral 3.1.1.4.

Para el primer año del periodo tarifario, la variable $BRAE_{j,n,t-1}$ se calcula de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.

3.1.1.1 Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario

La base regulatoria de activos eléctricos para el primer año del periodo tarifario se determina de la siguiente forma:

$$BRAE_{j,n,0} = \sum_{l=1}^{L_n} (CRII_{j,n,l} * CRA_{n,l} + CRIN_{j,n,l}) * \frac{IPP_0}{IPP_{base}}$$

Donde:

- $BRAE_{j,n,0}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo tarifario.
- $CRII_{j,n,l}$: Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.
- $CRA_{n,l}$: Factor de capital remanente de los activos en el nivel de tensión n para la categoría de activos l , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.3.
- $CRIN_{j,n,l}$: Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l , asociado con los activos que fueron puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.
- L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n , incluyendo la categoría $l = 10$.
- IPP_0 : Índice de precios del productor de la fecha de corte.
- IPP_{base} : Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

3.1.1.1.1 Valor implícito de los activos

El valor implícito de los activos se calcula de la siguiente forma:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$CRII_{j,n,l} = CAI_{j,n,l} * \frac{1 - (1 + ri_n)^{-vu_{n,l}}}{ri_n} + CRINR_{j,n,l} - CRIFO_{j,n,l}$$

Donde:

- CRII_{j,n,l}*: Valor implícito de los activos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para la categoría de activos *l*.
- CAI_{j,n,l}*: Costo anual de la inversión del OR *j* por los activos del nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l*. De acuerdo con lo establecido en los numerales 3.1.1.1.1.1, 3.1.1.1.1.2, 3.1.1.1.1.3 y 3.1.1.1.1.4.
- ri_n*: Tasa de retorno para la remuneración de las inversiones en el nivel de tensión *n*. Este valor corresponde a 13% para el nivel de tensión 4 y 13,9% para los niveles de tensión 3, 2 y 1.
- Vu_{n,l}*: Vida útil para los activos del nivel de tensión *n* y la categoría de activos *l*. De acuerdo con lo establecido en el numeral 15.2.
- CRINR_{j,n,l}*: Valor de los activos en operación no incluido para el OR *j* en el nivel de tensión *n* y la categoría de activos *l*, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.7.
- CRIFO_{j,n,l}*: Valor de los activos fuera de operación en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* y la categoría de activos *l*, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.8.

3.1.1.1.1.1 Costo anual de la inversión de nivel de tensión 4

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 4 y la categoría de activos *l* se calcula de la siguiente manera:

$$CAI_{j,4,l} = (CA_{j,4} - AOM_{j,4} - CAT_{j,4} - CAANE_{j,4}) * PCAI_{j,4,l}$$

Donde:

- CAI_{j,4,l}*: Costo anual de la inversión del OR *j* por los activos del nivel de tensión 4 en la categoría de activos *l*.
- CA_{j,4}*: Costo anual por uso de los activos aprobado en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR *j* en el nivel de tensión 4. Este valor no incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.
- AOM_{j,4}*: Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento aprobados en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR *j* para el nivel de tensión 4. Este valor no incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.
- CAT_{j,4}*: Costo anual de terrenos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR *j* en el nivel de tensión 4. Este valor no incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$CAANE_{j,4}$: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR j en el nivel de tensión 4. Este valor no incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.

$PCAI_{j,4,l}$: Porcentaje del costo anual de los activos del OR j en el nivel de tensión 4 y la categoría de activos l , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.5.

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modificó por razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos de nivel de tensión 4.

3.1.1.1.1.2 Costo anual de la inversión de nivel de tensión 3

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 3 y la categoría de activos l se calcula de la siguiente manera:

$$CAI_{j,3,l} = [(CD_{j,3} * Eu_{j,3}) - AOM_{j,3} - CAT_{j,3} - CAANE_{j,3} - O_{j,3}] * PCAI_{j,3,l}$$

Donde:

$CAI_{j,3,l}$: Costo anual de la inversión del OR j por los activos del nivel de tensión 3 y la categoría de activos l .

$CD_{j,3}$: Cargo máximo del nivel de tensión 3 aprobado en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR j .

$Eu_{j,3}$: Energía útil del nivel de tensión 3 utilizada en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 para el cálculo del cargo máximo del OR j en el nivel de tensión 3.

$AOM_{j,3}$: Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento, aprobados, en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, al OR j para el nivel de tensión 3.

$CAT_{j,3}$: Costo anual de terrenos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR j en el nivel de tensión 3.

$CAANE_{j,3}$: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR j en el nivel de tensión 3.

$O_{j,3}$: Pago por el uso del SDL de otros OR reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR j en los cargos de nivel de tensión 3.

$PCAI_{j,3,l}$: Porcentaje del costo anual de los activos del OR j en el nivel de tensión 3 y la categoría de activos l , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.5.

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de la Resolución CREG

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

097 de 2008 o aquella que la modificó por razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos.

3.1.1.1.1.3 Costo anual de la inversión de nivel de tensión 2

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 2 y la categoría de activos *l* se calcula de la siguiente manera:

$$CAI_{j,2,l} = [(CD_{j,2} - CD_{j,3-2}) * Eu_{j,2} - AOM_{j,2} - CAT_{j,2} - CAANE_{j,2} - O_{j,2}] * PCAI_{j,2,l}$$

Donde:

- CAI_{j,2,l}*: Costo anual de la inversión del OR *j* por los activos del nivel de tensión 2 y la categoría de activos *l*.
- CD_{j,2}*: Cargo máximo del nivel de tensión 2 aprobado en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR *j*.
- CD_{j,3-2}*: Cargo unitario del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2 aprobado en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR *j*.
- Eu_{j,2}*: Energía útil del nivel de tensión 2 utilizada en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 para el cálculo del cargo máximo de nivel de tensión 2 del OR *j*.
- AOM_{j,2}*: Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento aprobados al OR *j* en el nivel de tensión 2 para el primer año de aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
- CAT_{j,2}*: Costo anual de terrenos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR *j* en el nivel de tensión 2.
- CAANE_{j,2}*: Costo anual equivalente de activos no eléctricos reconocido, en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, al OR *j* en el nivel de tensión 2.
- O_{j,2}*: Pago por el uso del SDL de otros OR reconocido, en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, en los cargos de nivel de tensión 2 del OR *j*.
- PCAI_{j,2,l}*: Porcentaje del costo anual de los activos del OR *j* en el nivel de tensión 2 y la categoría de activos *l*, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.5.

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modificó por razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos.

3.1.1.1.1.4 Costo anual de la inversión de nivel de tensión 1

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 1 y la categoría de activos *l* se calcula de la siguiente manera:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$CAI_{j,1,l} = [1,1272 * (VA_{j,1,0} + VS_{j,1,0}) * CDIR_{j,1} * 0,9 + CAI_{j,1} * 0,1] * PCAI_{j,1,l}$$

Donde:

- CAI_{j,1,l}*: Costo anual de la inversión del OR *j* por los activos del nivel de tensión 1 y la categoría de activos *l*.
- VA_{j,1,0}*: Ventas anuales de energía para circuitos aéreos utilizadas para calcular el cargo máximo de inversión del nivel de tensión 1 del OR *j* en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
- VS_{j,1,0}*: Ventas anuales de energía para circuitos subterráneos utilizadas para calcular el cargo máximo de inversión del nivel de tensión 1 del OR *j* en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
- CDIR_{j,1}*: Costo unitario de referencia utilizadas para calcular el cargo máximo de inversión del nivel de tensión 1 del OR *j* en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
- CAI_{j,1}*: Costo anual de los activos de uso empleado para calcular el cargo máximo de inversión del nivel de tensión 1 del OR *j* en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
- PCAI_{j,1,l}*: Porcentaje del costo anual de los activos del OR *j* en el nivel de tensión 3 y la categoría de activos *l*, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.5.

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modificó por razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos.

3.1.1.1.1.5 Porcentaje del costo anual por categoría de activos

El porcentaje del costo anual de los activos de nivel de tensión *n* pertenecientes a la categoría de activos *l* se calcula de la siguiente manera:

$$PCAI_{j,n,l} = \frac{CRI_{j,n,l} + CRINR_{j,n,l} - CRIFO_{j,n,l}}{\sum_{l=1}^{L_n} (CRI_{j,n,l} + CRINR_{j,n,l} - CRIFO_{j,n,l})}$$

Donde:

- PCAI_{j,n,l}*: Porcentaje del costo anual de los activos del OR *j* en el nivel de tensión *n* y la categoría de activos *l*.
- CRI_{j,n,l}*: Valor de la inversión del OR *j* en el nivel de tensión *n* y la categoría de activos *l*, calculado según lo definido en el numeral 3.1.1.1.6.
- CRINR_{j,n,l}*: Valor de los activos no incluidos en el inventario de activos utilizado para la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008 para el OR *j* en el nivel de tensión *n* y la categoría de activos *l* calculado según lo definido en el numeral 3.1.1.1.7.
- CRIFO_{j,n,l}*: Valor de los activos que salieron de operación en el periodo enero de 2008 a la fecha de corte en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

n y la categoría de activos l , calculado según lo definido en el numeral 3.1.1.1.1.8.

l : Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.

3.1.1.1.1.6 Costo de reposición de la inversión

a. Niveles de tensión 2, 3 y 4

Para los niveles de tensión 2, 3 y 4 el Valor de la inversión para los activos pertenecientes a la categoría l se calcula de la siguiente manera:

$$CRI_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{R_{j,n,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i)) + \sum_{i=1}^{RSN_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

$CRI_{j,n,l}$: Valor de la inversión en el sistema del OR j por los activos del nivel de tensión n y la categoría de activos l .

$R_{j,n,l}$: Número de UC reconocidas en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR j en el nivel de tensión n y la categoría l .

CR_i : Valor de la UC i definido en el capítulo 15.

$PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por uso.

RPP_i : Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.

$RSN_{j,l}$: Número de UC no asociadas con un nivel de tensión específico reconocidas en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR j en la categoría l .

Psn_j : Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1/3, para OR con tres niveles de tensión es igual a 1/2 y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

Para las UC de transformadores tridevanados y sus bahías asociadas el OR debe considerar los criterios de clasificación por nivel de tensión establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

La Comisión entregará a cada OR el listado de UC reconocidas en la aprobación de cargos de la Resolución CREG 097 de 2008.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

b. Nivel de tensión 1

Para el nivel de tensión 1 el valor de los activos pertenecientes a la categoría *l* se calcula de la siguiente manera:

$$CRI_{j,1,l} = NT_{j,1,l} * CMTD_j + NR_{j,1,l} * CMRD_j$$

Donde:

- CRI_{j,1,l}*: Valor de la inversión del OR *j* en el nivel de tensión 1 y la categoría de activos *l*.
- NT_{j,1,l}*: Cantidad de transformadores de distribución del OR *j* en el nivel de tensión 1 utilizados para la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008. Con *l* = 11.
- CMTD_j*: Costo medio de transformadores del OR *j*.
- NR_{j,1,l}*: Cantidad de redes de distribución del OR *j* en el nivel de tensión 1 utilizados para la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008. Con *l* = 12.
- CMRD_j*: Costo medio de redes de distribución del OR *j*.

El costo medio de transformadores y redes de distribución corresponde al valor utilizado para definir la variable *CRI_{j,1}* reconocida en aplicación de la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008.

La Comisión entregará a cada OR la cantidad de transformadores y redes utilizados para la determinación del costo de reposición de nivel de tensión 1 en aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008 y el valor de las variables *CMTD_j* y *CMRD_j*.

Para determinar el valor de la inversión por categoría de activos el OR debe clasificar los transformadores y redes en las categorías de activos definidas en el numeral 15.2.

3.1.1.1.1.7 Valor de los activos en operación no incluido

a. Niveles de tensión 2, 3 y 4

El valor de los activos en operación no incluidos en el inventario que pertenecen a la categoría *l* se calcula de la siguiente manera:

$$CRINR_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{NI_{j,n,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i)) + \sum_{i=1}^{NISN_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

Donde:

- CRINR_{j,n,l}*: Valor de los activos en operación no incluido para el OR *j* en el nivel de tensión *n* y la categoría de activos *l*.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$NI_{j,n,l}$:	Número de UC no incluidas en el sistema del OR j en el nivel de tensión n y la categoría de activos l .
CR_i :	Valor de la UC i definido en el capítulo 15.
$PU_{j,i}$:	Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por uso.
RPP_i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
$NISN_{j,l}$:	Número de UC sin nivel de tensión no incluidas en el sistema del OR j en el nivel de tensión n y la categoría de activos l .
Psn_j :	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a $1/3$, para OR con tres niveles de tensión es igual a $1/2$ y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1 .

Para determinar el costo de reposición por categorías de activos el OR debe clasificar dichas unidades constructivas en las categorías de activos definidas en el numeral 15.2.

Para las UC de transformadores tridevanados y sus bahías asociadas el OR debe considerar los criterios de clasificación por nivel de tensión establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

En el caso de unidades constructivas reconocidas con RPP mayor que 0 y que durante el actual periodo tarifario cambiaron la condición definida en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994 modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011, el factor $(1-RPP)$ se reemplaza por la fracción adicional del valor de la UC que debe ser reconocido, en ningún caso la suma del valor $(1-RPP)$ aprobado más la fracción adicional incluida para una UC puede ser mayor que 1.

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe certificar que estos activos se encontraban en operación a diciembre de 2007, no fueron incluidos en el inventario utilizado para definir los cargos por uso en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 y se encuentran en operación a la fecha de corte.

El OR debe entregar para cada una de las UC a incorporar la siguiente información: municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, fecha de entrada en operación, datos de placa, así como el inventario asimilado a las UC definidas en el capítulo 15. Las UC para las cuales no se reporte la totalidad de la información requerida no serán incluidas en la base inicial de activos.

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias mayores al 5% entre lo reportado y lo verificado y que estas no sean justificadas por el OR, esta variable no se incluirá en la base inicial de activos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

b. Nivel de tensión 1

El valor de los activos en operación no incluidos en el inventario y que pertenecen a la categoría *l* se calcula de la siguiente manera:

$$CRINR_{j,1,l} = NTNI_{j,1,l} * CMTD_j + NRNI_{j,1,l} * CMRD_j$$

Donde:

- CRINR_{j,1,l}*: Valor de los activos en operación no incluido para el OR *j* en el nivel de tensión 1 para la categoría de activos *l*.
- NTNI_{j,1,l}*: Cantidad de transformadores de distribución del OR *j* en el nivel de tensión 1 no incluidos en el inventario de transformadores. Con *l* = 11.
- CMTD_j*: Costo medio de transformadores del OR *j*, según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.1.6.
- NRNI_{j,1,l}*: Cantidad de redes de distribución del OR *j* en el nivel de tensión 1 no incluidos en el inventario de redes. Con *l* = 12.
- CMRD_j*: Costo medio de redes de distribución del OR *j*, según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.1.6.

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe certificar que estos activos se encontraban en operación a diciembre de 2007, no fueron incluidos en el inventario utilizado para definir los cargos por uso en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 y se encuentran en operación a la fecha de corte.

El OR debe entregar para cada uno de los transformadores o redes a incorporar la siguiente información: municipio, georreferenciación, características técnicas, número de usuarios asociados, fecha de entrada en operación, datos de placa. Los transformadores o redes para los cuales no se reporte la totalidad de la información requerida no serán incluidos en la base inicial de activos.

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias mayores al 5% entre lo reportado y lo verificado y que estas no sean justificadas por el OR, esta variable no se incluirá en la base inicial de activos.

3.1.1.1.1.8 Valor de los activos fuera de operación

a. Niveles de tensión 2, 3 y 4

El valor de los activos que salieron de operación el periodo enero de 2008 a la fecha de corte se calcula de la siguiente manera:

$$CRIFO_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{FO_{j,n,l}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i)) + \sum_{i=1}^{SNFO_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Donde:

- $CRIFO_{j,n,l}$: Valor de los activos fuera de operación del OR j en el nivel de tensión n y la categoría de activos l .
- $FO_{j,n,l}$: Número de UC que salieron de operación durante el periodo enero de 2008 a la fecha de corte en el sistema del OR j en el nivel de tensión n y la categoría de activos l .
- CR_i : Valor de la UC i definido en el capítulo 15.
- $PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por uso.
- FU_i : Fracción del costo de la UC i que salió de operación por reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará en circular aparte el peso relativo de cada componente de las UC.
- RPP_i : Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- $SNFO_{j,l}$: Número de UC sin nivel de tensión que salieron de operación en el periodo enero de 2008 a la fecha de corte en el sistema del OR j para y la categoría de activos l .
- Psn_j : Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a $1/3$, para OR con tres niveles de tensión es igual a $1/2$ y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

Para las UC de transformadores tridevanados y sus bahías asociadas se deben considerar los criterios de clasificación por nivel de tensión establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

El OR debe reportarlas UC del listado de UC reconocidas en la aprobación de cargos de la Resolución CREG 097 de 2008 que salieron de operación.

Para determinar el valor de la inversión por categoría de activos se deben clasificar dichas unidades constructivas en las categorías definidas en el numeral 15.2.

b. Nivel de tensión 1

El valor de los activos que salieron de operación en el periodo enero de 2008 a la fecha de corte se calcula de la siguiente manera:

$$CRIFO_{j,1,l} = NTFO_{j,1,l} * CMTD_j + NRFO_{j,1,l} * CMRD_j$$

Donde:

- $CRIFO_{j,1,l}$: Valor de los activos fuera de operación del OR j en el nivel de tensión 1 y la categoría de activos l .

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $NTFO_{j,l,:}$

Numero de transformadores de distribución fuera de operación en el periodo 2008 a la fecha de corte del OR j en el nivel de tensión l y la categoría $l = 11$.
- $CMTD_j$

Costo medio de transformadores del OR j , según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.1.6.
- $NRFO_{j,l,:}$

Numero de redes de distribución fuera de operación en el periodo 2008 a la fecha de corte del OR j en el nivel de tensión l y la categoría $l = 12$.
- $CMRD_j$

Costo medio de redes de distribución del OR j , según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.1.6.

3.1.1.1.2 Rangos de antigüedad de activos

Para la definición de la base inicial de activos todas las UC de los niveles de tensión 2, 3 y 4 y los transformadores y redes de nivel de tensión 1 se deben clasificar en los rangos de antigüedad definidos en la siguiente tabla:

Tabla 1 Descripción de rangos de activos

RANGO k	Entrada en operación	Antigüedad de referencia - AR_k (años)
1	Hasta el 31 de diciembre de 2007	10
2	A partir del 1 de enero de 2008	0

3.1.1.1.3 Factor de capital remanente de la base inicial

En la Tabla 2 se presenta el valor de la variable factor de capital remanente de los activos, $CRA_{n,l}$, para cada nivel de tensión n y categoría de activos l .

Tabla 2 Factor de capital remanente

CATEGORÍA DE ACTIVOS l	DESCRIPCIÓN CATEGORÍA DE ACTIVOS	$CRA_{1,l}$	$CRA_{2,l}$	$CRA_{3,l}$	$CRA_{4,l}$
1	Transformadores de potencia	-	0,94	0,94	0,94
2	Compensaciones	-	0,94	0,94	0,94
3	Bahías y celdas	-	0,94	0,94	0,94
4	Equipos de control y comunicaciones	-	0,00	0,00	0,00
5	Equipos de subestación	-	0,94	0,94	0,98
6	Otros activos subestación	-	0,94	0,94	0,94
7	Líneas aéreas	-	0,94	0,99	0,98
8	Líneas subterráneas	-	0,94	0,99	0,98
9	Equipos de línea	-	0,94	0,94	-
10	Centro de control	-	0,00	0,00	0,00
11	Transformadores de distribución	0,79	-	-	-
12	Redes de distribución	0,94	-	-	-

3.1.1.1.4 Valor de los activos puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte

El valor de los activos puestos en operación se calcula de la siguiente manera:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

a. Activos de nivel de tensión 2, 3 y 4

Para los niveles de tensión 2, 3 y 4 la variable $CRIN_{j,n,l}$ se calcula de la siguiente manera:

$$CRIN_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{NO_{j,n,l}} CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNNO_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

Donde:

- $CRIN_{j,n,l}$: Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l , asociado con los activos que fueron puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte.
- $NO_{j,n,l}$: Número de UC puestas en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte por el OR j en el nivel de tensión n pertenecientes a la categoría l , no se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.
- CR_i : Valor de la UC i definido en el capítulo 15.
- $PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por uso.
- FU_i : Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará en circular aparte el peso relativo de cada componente de las UC.
- RPP_i : Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- $SNNO_{j,l}$: Número de UC sin nivel de tensión puestas en operación en el periodo enero de 2008 a la fecha de corte en el sistema del OR j para la categoría de activos l .
- Psn_j : Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1/3, para OR con tres niveles de tensión es igual a 1/2 y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

Para determinar el costo de reposición categorías de activos se deben clasificar dichas unidades constructivas en las categorías de activos definidas en el numeral 15.2.

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe entregar para cada una de las UC a incorporar la siguiente información: municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, fecha de entrada en operación, datos de placa, así como el inventario asimilado a las UC definidas en el capítulo 15. Las UC para las cuales no se reporte la totalidad de la información requerida no serán incluidas en la base inicial de activos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El OR debe clasificar cada UC en los tipos de inversión establecidos en el capítulo 6 y para los tipos I y III se debe reportar las UC que fueron reemplazadas.

El reporte de la información se realizara de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5 de la presente resolución.

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias mayores al 5% entre lo reportado y lo verificado y que estas no sean justificadas por el OR, esta variable no se incluirá en la base inicial de activos.

b. Activos de nivel de tensión 1

Para el nivel de tensión 1 la variable $CRIN_{j,l}$ se calcula de la siguiente manera:

$$CRIN_{j,l} = NTN_{j,l} * CMTD_j + NRN_{j,l} * CMRD_j$$

Donde:

NTN_j : Número de transformadores de distribución puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte y reportados al SUI por el OR j en el nivel de tensión 1, con $l = 11$.

Se deben excluir los siguientes transformadores: i) transformadores contruidos con recursos públicos, ii) transformadores de conexión que atiendan a un usuario, iii) transformadores exclusivos de alumbrado público y iv) transformadores reubicados.

$CMTD_j$: Costo medio de transformadores del OR j , calculado según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.6.

NRN_j : Número de redes de distribución puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte y reportados al SUI por el OR j en el nivel de tensión 1, con $l = 12$.

Se deben excluir las siguientes redes de distribución: i) redes contruidas con recursos públicos, ii) redes de conexión que atiendan a un usuario, iii) redes exclusivas de alumbrado público, iv) redes existentes con cambio de topología o v) redes incluidas en la base de activos a diciembre de 2007.

$CMRD_j$: Costo medio de redes de distribución del OR j , calculado según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.6.

Para determinar el costo de reposición por categoría de activos se deben utilizar las categorías establecidas en el numeral 15.2.

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe entregar para cada uno de los transformadores o redes a incorporar la siguiente información: municipio, georreferenciación, características técnicas, número de usuarios asociados, fecha de entrada en operación y datos de placa. Los transformadores o redes para los cuales no se reporte la totalidad de la información requerida no serán incluidos en la base inicial de activos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El OR debe clasificar cada UC en los tipos de inversión establecidos en el capítulo 6 y para los tipos I y III se debe reportar las UC que fueron remplazadas.

El reporte de la información se realizará de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5 de la presente resolución.

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias mayores al 5% entre lo reportado y lo verificado y que estas no sean justificadas por el OR, esta variable no se incluirá en la base inicial de activos.

3.1.1.2 Base regulatoria de activos eléctricos nuevos

La base regulatoria de activos nuevos se calcula de la siguiente manera:

$$BRAEN_{j,n,t} = IAPA_{j,n,t} * \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t} + \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t-1}$$

Donde:

BRAEN_{j,n,t}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*.

IAPA_{j,n,t}: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*. Según lo establecido en el numeral 3.1.1.2.4

INVA_{j,n,l,t}: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* para el año *t*. corresponde al valor de los activos incluidos en el plan de inversiones aprobado.

Para la valoración se utilizan los valores de las UC definidas en el capítulo 14.

INVR_{j,n,l,t}: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* durante el año *t*, corresponde al valor de los activos puestos en operación y valorados con las UC definidas en el capítulo 14.

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año *t* es 1,1 veces la variable *INVA_{j,n,l,t}*. En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el *INVR_{j,n,l}* del siguiente año.

l: Categoría de activos, *l* toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n: Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión *n*. *L₁* toma el valor de 12.

3.1.1.2.1 Inversiones para empresas con plan de inversiones aprobado

Las inversiones del plan de inversiones se calculan de la siguiente forma:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$INVA_{j,n,l,t} = IAEC_{j,n,l,t} + \sum_{i=1}^{UCP_{j,n,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCP_{j,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

Donde:

- INVA_{j,n,l,t}*: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* para el año *t*.
- IAEC_{j,n,l,t}*: Inversión aprobada en proyectos de expansión de cobertura del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* para el año *t* de acuerdo con lo establecido en el capítulo 13.
- UCP_{j,n,l,t}*: Número de UC nuevas incluidas en el plan de inversiones aprobado al OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* para el año *t*.
- CR_i*: Valor de la UC *i* definido en el capítulo 14.
- PU_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida mediante cargos por uso.
- FU_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida por reposiciones parciales de otras UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará en circular aparte el peso relativo de cada componente de las UC.
- RPP_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- SNUCP_{j,l,t}*: UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR *j* sin nivel de tensión, en la categoría de activos *l* para el año *t*.
- Psn_j*: Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1/3, para OR con tres niveles de tensión es igual a 1/2 y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

3.1.1.2.2 **Inversiones para empresas sin plan de inversiones aprobado**

Las inversiones para las empresas a las que no se les aprueba el plan de inversiones o que no lo presenten en la fecha indicada se calculan de la siguiente manera:

$$INVA_{j,n,l,t} = BRAE_{j,n,l,0} * PIH_{j,n}$$

Donde:

- INVA_{j,n,l,t}*: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* para el año *t*.
- BRAE_{j,n,l,0}*: Base regulatoria inicial de activos eléctricos del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l*.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

PIH_{j,n}: Porcentaje de inversiones de referencia del OR *j* en el nivel de tensión *n*. Corresponde al mínimo entre 1 % y el porcentaje promedio de inversiones realizadas, *PPI_{j,n}*. La variable *PPI_{j,n}* es calculada de la siguiente manera:

$$PPI_{j,n} = \frac{\sum_{l=1}^{L_n} CRIN_{j,n,l}}{\sum_{l=1}^{L_n} CRII_{j,n,l}} * 0,1$$

Donde:

PPI_{j,n}: Porcentaje promedio de inversiones realizadas por la empresa durante el periodo 2008-2017.

CRIN_{j,n,l}: Valor de la inversión del OR *j* en el nivel de tensión *n* para la categoría de activos *l*, asociado con los activos que fueron puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.

CRII_{j,n,l}: Valor implícito de los activos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para la categoría de activos *l*, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.

l: Categoría de activos, *l* toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n: Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión *n*. *L₁* toma el valor de 12.

3.1.1.2.3 **Inversiones en activos puestos en operación**

Las inversiones en activos puestos en operación se calculan de la siguiente manera:

$$INVR_{j,n,l,t} = IREC_{j,n,l,t} + \sum_{i=1}^{UCO_{j,n,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCO_{j,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

INVR_{j,n,l,t}: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* durante el año *t*, corresponde al valor de los activos puestos en operación y valorados con las UC definida en el capítulo 14.

IREC_{j,n,l,t}: Inversión en activos puestos en operación de proyectos de expansión de cobertura del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* para el año *t*, según lo establecido en el capítulo 13.

UCO_{j,n,l,t}: Número de UC nuevas puestas en operación en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* durante el año *t*.

CR_i: Valor de la UC *i* definido en el capítulo 14.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- PU_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida mediante cargos por uso.
- FU_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida por reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará en circular aparte el peso relativo de cada componente de las UC.
- RPP_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- SNUCO_{j,l,t}*: UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR *j* sin nivel de tensión, en la categoría de activos *l* para el año *t*.
- Psn_j*: Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1/3, para OR con tres niveles de tensión es igual a 1/2 y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

Las variaciones en la ejecución del plan de inversión aprobado ocasionadas por la planeación operativa (de corto plazo) deberán seguir los criterios y lineamientos establecidos para la formulación del plan de inversión establecidos en el capítulo 6.

3.1.1.2.4 Índice de ajuste por ejecución del plan

Para los dos primeros años del periodo tarifario, *t=1* y *t=2*, el valor de la variable *IAPA_{j,n,t}* es igual a 1, a partir del tercer año del periodo tarifario el índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones se calcula de la siguiente manera:

$$IAPA_{j,n,t} = 1, \text{ si } INVE_{j,n,t} \text{ es mayor o igual que } 0,8.$$

$$IAPA_{j,n,t} = INVE_{j,n,t}, \text{ si } INVE_{j,n,t} \text{ es menor que } 0,8.$$

La ejecución promedio del plan de inversiones, *INVE_{j,n,t}*, se calcula de la siguiente manera:

$$INVE_{j,n,t} = 0,5 * \sum_{t=t-2}^{t-1} \frac{\sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t}}{\sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t}}$$

Donde:

- INVE_{j,n,t}*: Ejecución promedio del plan de inversiones del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*.
- INVR_{j,n,l,t}*: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* durante el año *t*, calculado según lo establecido en el numeral 3.1.1.2.3.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- INVA_{j,n,l,t}*

Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* para el año *t*, calculado según lo establecido en los numerales 3.1.1.2.1 y 3.1.1.2.2.
- l*

Categoría de activos, *l* toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.
- L_n*

Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión *n*. *L₁* toma el valor de 12.

3.1.1.3 Ajuste de la BRAEN al final del periodo tarifario

Al final del periodo tarifario debe calcularse la diferencia entre la BRAEN total reconocida y las inversiones puestas en operación durante el periodo tarifario, este valor se debe utilizar para ajustar la remuneración de las inversiones al inicio del siguiente periodo tarifario.

3.1.1.4 Activos fuera de operación

El valor de la variable *BRAFO_{j,n,t}* se calcula con base en la siguiente expresión:

$$BRAFO_{j,n,t} = \sum_{i=1}^{NFO_{j,n,t-1}} BRAR_{i,j,n,t-1} * \frac{IPP_0}{IPP_{base}}$$

Donde:

- BRAFO_{j,n,t}*

Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t*. Para el primer año del periodo tarifario esta variable es igual a cero.
- NFO_{j,n,t}*

Número de UC del nivel de tensión *n*, incluidas en la base regulatoria de activos del OR *j* que salen de operación en el año *t*.
- BRAR_{i,j,n,t}*

Capital remanente de la UC *i* del OR *j* en el nivel de tensión *n* que sale de operación en el año *t*, calculada de la siguiente manera:

$$BRAR_{i,j,n,t} = [CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) * CRA_i] * \left[1 - \frac{t}{VU_{i,l} - AR_{i,k}} \right]$$

Donde:

- CR_i*

Valor de la UC *i* que sale de operación en el año *t*, valor definido en el capítulo 14.
- PU_i*

Fracción del costo de la UC *i* que sale de operación en el año *t* y que es reconocida mediante cargos por uso.
- FU_i*

Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida por reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Comisión publicará en circular aparte el peso relativo de cada componente de las UC.

- RPP_i : Fracción de la UC i que sale de operación en el año t que no se incluyó en el cálculo de la tarifa.
- CRA_i : Factor de capital remanente de la UC i que sale de operación en el año t . Para los activos del rango $k = 1$ corresponde al valor definido en la Tabla 2 del numeral 3.1.1.1.3 para la categoría a la cual pertenece la UC i . En el caso de activos del rango $k = 2$ es igual a 1.
- $VU_{i,l}$: Vida útil reconocida a la UC i perteneciente a la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.2.4.
- $AR_{i,k}$: Antigüedad de referencia de la UC i perteneciente al rango de activos k que sale de operación en el año t , según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.2.
- IPP_0 : Índice de precios del productor de la fecha de corte.
- IPP_{base} : Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

3.1.2 Base regulatoria de activos no eléctricos

La base regulatoria de activos no eléctricos reconocida al OR se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$BRANE_{j,n,t} = NE * BRAE_{j,n,t}$$

Donde:

- $BRANE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .
- NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.
- $BRAE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .

3.2 RECUPERACIÓN DE CAPITAL RECONOCIDA

La recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activos se calcula de la siguiente manera:

$$RC_{j,n,t} = RCBIA_{j,n,t} + RCNA_{j,n,t}$$

Donde:

- $RC_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $RCBIA_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .
- $RCNA_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j que entraron en operación a partir de la fecha de corte, en el nivel de tensión n , en el año t .

3.2.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

La variable $RCBIA_{j,n,t}$ se calcula de la siguiente manera:

$$RCBIA_{j,n,t} = \left[\left(\sum_{l=1}^{L_n} \frac{CRII_{j,n,l} * CRA_{n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l} - AR_k} + \sum_{l=1}^{L_n} \frac{CRIN_{j,n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l}} \right) * \frac{IPP_o}{IPP_{base}} \right] - BRAFOIA_{j,n,t}$$

Donde:

- $RCBIA_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .
- $CRII_{j,n,l}$: Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n y la categoría de activos l , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.
- $CRA_{n,l}$: Factor de capital remanente de los activos en el nivel de tensión n y la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.3.
- NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.
- $VU_{n,l}$: Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n pertenecientes a la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.2.4.
- AR_k : Antigüedad de referencia del rango de activos $k = 1$, según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.2.
- $CRIN_{j,n,l}$: Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l , asociado con los activos que fueron puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.
- $BRAFOIA_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n para el año t , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.4 para los activos incluidos en la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario.
- l : Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.
- IPP_0 : Índice de precios del productor de la fecha de corte.
- IPP_{base} : Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

La recuperación de capital de los activos pertenecientes a una categoría l aplica únicamente durante el periodo correspondiente a la diferencia entre la vida útil reconocida, $VU_{n,l}$, y la antigüedad de referencia, AR_k .

3.2.2 Recuperación de capital de activos nuevos

La variable $RCNA_{j,n,t}$ se calcula de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t} = \left(\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{L_n} RCNA_{j,n,t,l} \right) - BRAFOAN_{j,n,t}$$

Donde:

- $RCNA_{j,n,t,l}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n , para la categoría de activos l en el año t . calculada de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t,l} = (IAPA_{j,n,t} * INVA_{j,n,l,t} + INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} * INVA_{j,n,l,t-1}) * \frac{(1 + NE)}{VU_{n,l}}$$

Donde:

- $IAPA_{j,n,t}$: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n para el año t . calculado según se establece en el numeral 3.1.1.2.4.
- $INVA_{j,n,l,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t , calculado según se establece en los numerales 3.1.1.2.1 y 3.1.1.2.2.
- $INVR_{j,n,l,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t , calculado según se establece en el numeral 3.1.1.2.3.
- NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.
- $VU_{n,l}$: Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n pertenecientes a la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.2.4.

- $BRAFOAN_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n para el año t , calculado

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.4 para los activos que hacen parte de la base regulatoria de activos eléctricos nuevos.

- T:

Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.
- l:

Categoría de activos, *l* toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.
- L_n*:

Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión *n*. *L₁* toma el valor de 12.

La recuperación de capital de los activos pertenecientes a una categoría *l* aplica únicamente durante el periodo correspondiente a la vida útil reconocida, *VU_{n,l}*.

3.2.3 Ajuste de la recuperación de capital al final del periodo tarifario

Al final del periodo tarifario debe calcularse la diferencia entre la recuperación de capital total reconocida y la recuperación de capital asociada con las inversiones puestas en operación durante el periodo tarifario. Este valor se debe utilizar para ajustar la remuneración de las inversiones al inicio del siguiente periodo tarifario.

3.2.4 Vida útil reconocida por categoría de activos

En las siguientes tablas se define la vida útil reconocida para las diferentes categorías de activos:

Tabla 3 Vida útil para las categorías de activos por nivel de tensión

CATEGORÍA DE ACTIVOS <i>l</i>	DESCRIPCIÓN CATEGORÍA DE ACTIVOS	VU _{1,l}	VU _{2,l}	VU _{3,l}	VU _{4,l}
1	Transformadores de potencia	-	-	35	35
2	Compensaciones	-	35	35	35
3	Bahías y celdas	-	35	35	35
4	Equipos de control y comunicaciones	-	10	10	10
5	Equipos de subestación	-	35	35	35
6	Otros activos subestación	-	45	45	45
7	Líneas aéreas	-	45	45	45
8	Líneas subterráneas	-	45	45	45
9	Equipos de línea	-	35	35	-
10	Centro de control	-	10	10	10
11	Transformadores de distribución	25	-	-	-
12	Redes de distribución	35	-	-	-

3.3 BASE REGULATORIA DE TERRENOS

La base regulatoria de terreros reconocida se calcula de la siguiente manera:

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

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Donde:

- $BRT_{j,n,t}$: Base regulatoria de terrenos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .
- R : Porcentaje anual reconocido sobre del valor de los terrenos, es igual a 6,9 %.
- $NS_{j,n,t}$: Número de UC de subestación del OR j en el nivel de tensión n para el año t sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos.
- AT_i : Área reconocida a la UC i , en m^2 , según lo establecido en el capítulo 14.
- $PU_{j,i}$: Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al OR j .
- $RPP_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- VCT_i : Valor catastral del terreno de la subestación en la cual se encuentra la UC i , valor en $\$/m^2$ de la fecha de corte.

Los valores catastrales y el área total del terreno deben ser presentados por el OR en la solicitud de ingresos con su respectivo soporte.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 4. INGRESO ANUAL POR GASTOS DE AOM

En este capítulo se establece la metodología para definir el valor de referencia para los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, a reconocer durante cada uno de los años del periodo tarifario.

El valor del ingreso anual por gastos AOM para cada OR será:

$$IAAOM_{j,n,t} = AOMbase_{j,n} + AOMNI_{j,n,t}$$

$IAAOM_{j,n,t}$:	Ingreso anual por concepto de AOM del OR j , para el año t en el nivel de tensión n , expresado en pesos de la fecha de corte.
$AOMbase_{j,n}$:	Valor del AOM base a reconocer al OR j , en el nivel de tensión n , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.6, expresado en pesos de la fecha de corte.
$AOMNI_{j,n,t}$:	Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del OR j , para el año t en el nivel de tensión n , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.2, expresado en pesos de la fecha de corte.

Dentro de los costos y gastos AOM a reconocer en la actividad de distribución de energía eléctrica no deben incluirse valores que correspondan con los siguientes conceptos, sin perjuicio que la CREG defina otros en resolución aparte:

- a. asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio,
- b. asociados con los servicios prestados a otros OR,
- c. asociados a activos de conexión de usuarios de los STR o SDL,
- d. asociados a activos ejecutados mediante convocatorias públicas,
- e. asociados con servicios prestados a terceros, o
- f. asociados con inversiones requeridas para reposición de activos.

Para el cálculo del valor anual de AOM, primero se obtendrá uno inicial a partir de los valores de AOM remunerado y de AOM demostrado de cada operador de red, durante los años 2012 a 2016, el cual se comparará con el resultado de la aplicación de modelos de eficiencia para determinar el valor de AOM a reconocer. Dichos valores se calcularán como se muestra a continuación.

4.1 AOM BASE A RECONOCER

El valor de AOM base a reconocer por los activos existentes a la fecha de corte se determina con las siguientes fórmulas:

$$AOMbase_j = \left(\text{máx} \left(AOMINI_j, AOMOB_j \right) - AOMP_j + AMB_j \right) * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}}$$

Donde:

$AOMbase_j$: Valor del AOM base para el OR j , expresado en pesos de la fecha de corte.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- AOMINI_j*: Valor del AOM inicial del OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.1.
- AOMOB_j*: Valor del AOM objetivo a reconocer para el OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.2.
- AOMP_j*: Valor del AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas del OR *j*. Equivale al promedio de los valores reportados para los años 2012 a 2016, en cumplimiento de las circulares expedidas por la CREG con este propósito, actualizando cada valor anual con la variación del IPP hasta diciembre de 2016.
- AMB_j*: Valor de AOM a reconocer al OR *j* por condiciones ambientales, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.5.
- IPP_{FC}*: Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.
- IPP₂₀₁₆*: Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

4.1.1 AOM inicial

El valor de AOM inicial se calcula así:

$$AOMINI_j = \min \left\{ (5,0 \% * CRI_{j,16}), \left(\frac{AOMD_{j,12-16} + AOMR_{j,12-16}}{2} \right) \right\}$$

Donde:

- AOMINI_j*: Valor del AOM inicial del OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte.
- CRI_{j,16}*: Suma de los valores de reposición de la inversión de cada nivel de tensión del OR *j* utilizada para calcular el *PAOMD_{j,2016}*, de acuerdo con lo señalado en el numeral 10.3 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008.
- AOMD_{j,12-16}*: Valor del AOM demostrado por el OR *j*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.3.
- AOMR_{j,12-16}*: Valor del AOM remunerado al OR *j*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.4.

4.1.2 AOM objetivo

$$AOMOB_j = fe_j * AOMD_{j,12-16}$$

- fe_j*: Factor de eficiencia del OR *j* que corresponde al límite superior del intervalo de confianza del 90% estimado a partir del modelo de frontera estocástica que se muestra a continuación.
- AOMD_{j,12-16}*: Valor del AOM demostrado por el OR *j*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.3.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Como parte de la solicitud de aprobación de ingresos, de que trata el artículo 5, el OR deberá suministrar la información requerida para realizar la estimación de la eficiencia técnica a partir del modelo establecido en este numeral.

Cuando no sea posible estimar el factor de eficiencia para un OR, el valor de la variable *AOMOB_j* se toma igual a cero.

4.1.2.1 Modelo de frontera estocástica

La ecuación del modelo a utilizar es la siguiente:

$$\ln(y_{jt}/w2_{jt}) = \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{jt} + \gamma_{q1} \ln q_{jt} \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) + \alpha_1 \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) + \gamma_{11} \left\{ 0,5 (\ln(w1_{jt}/w2_{jt}))^2 \right\} + \delta_1 z1_{jt} + \dots + \delta_5 z5_{jt} + v_{jt} + \mu_{jt}$$

Donde:

- y_{jt}*: Valor del AOM demostrado, reportado por el OR *j* para el año *t*.
- q_{jt}*: Ventas en los niveles de tensión 1, 2 y 3, en el mercado de comercialización atendido por el OR *j*, en el año *t*.
- w1_{jt}*: Valor en pesos por usuario de los gastos de personal y misceláneos, reportado por el OR *j* al sistema unificado de costos y gastos, SUCG, administrado por la SSPD, correspondiente al año *t*.
- w2_{jt}*: Valor en pesos por usuario de los gastos en edificios, materiales y equipos de oficina, reportado por el OR *j* al SUCG, correspondiente al año *t*.
- z1_{jt}*: Raíz cuadrada del promedio ponderado, para el año *t*, de los factores de fisiografía del terreno de los municipios en los que hay transformadores de distribución del OR *j*. El factor de cada municipio se pondera con la participación que, en cada año *t*, tiene el número de transformadores existentes en cada municipio dentro del número total de transformadores del OR *j*.
- z2_{jt}*: Logaritmo natural del cociente de la división de la longitud total de redes del OR *j*, expresada en kilómetros, entre el número de usuarios, para el año *t*.
- z3_{jt}*: Resultado de dividir la longitud total de redes urbanas del OR *j*, entre la suma de la longitud de redes rurales y urbanas, para el año *t*.
- z4_{jt}*: Resultado de dividir la longitud total de redes rurales del OR *j*, entre la suma de la longitud de redes rurales y urbanas, para el año *t*.
- z5_{jt}*: Raíz cuadrada del número de interrupciones del servicio, que en promedio percibieron los usuarios del sistema atendido por el OR *j*, durante el año *t*.

Los datos de las variables son los correspondientes al periodo 2012 a 2016. Cuando se trate de valores en pesos, deben expresarse en pesos de 2016, actualizándolos con el IPP. Para las longitudes de redes no se incluyen las de nivel de tensión 1.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

4.1.2.2 Parámetros del modelo

Los valores de los parámetros del modelo son los siguientes:

Parámetro	Valor Estimado	Parámetro	Valor Estimado
α_0	-8,1402613	δ_2	0,2780927
α_q	0,8544120	δ_3	3,9851557
α_1	1,4947135	δ_4	3,1759371
γ_{11}	0,3355216	δ_5	0,0200389
γ_{q1}	-0,0699192	σ_u^2	0,0211073
δ_1	0,6308562	σ_v^2	0,0137246

4.1.2.3 Estimación de la eficiencia

La eficiencia técnica se calcula con el siguiente modelo:

$$EfTec_j = e^{(-\mu_j^{*}+0,5(\sigma_j^{*})^2)} \left[1 - \Phi\left(\sigma_j^{*} - \mu_j^{*}/\sigma_j^{*}\right)\right] \left[1 - \Phi\left(-\mu_j^{*}/\sigma_j^{*}\right)\right]^{-1}$$
$$\mu_j^{*} = \sigma_u^2 \bar{\varepsilon}_j \left(\sigma_u^2 + \sigma_v^2/T_j\right)^{-1}$$
$$(\sigma_j^{*})^2 = \sigma_u^2 \sigma_v^2 (\sigma_v^2 + T_j \sigma_u^2)^{-1}$$
$$\bar{\varepsilon}_j = \frac{1}{T_j} \sum_{t=1}^{T_j} \varepsilon_{jt}$$
$$\varepsilon_{jt} = \ln(y_{jt}/w2_{jt}) - \left\{ \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{jt} + \gamma_{q1} \ln q_{jt} \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) + \alpha_1 \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) + \gamma_{11} \left\{ 0,5 \left(\ln(w1_{jt}/w2_{jt}) \right)^2 \right\} + \delta_1 z1_{jt} + \dots + \delta_5 z5_{jt} \right\}$$

Donde:

- T_j : Número de observaciones para el OR j
- $\Phi(x)$: Valor de la función de distribución normal (0,1) evaluada en x .

Los valores de las demás variables corresponden a los mostrados en el numeral anterior.

4.1.2.4 Límite del nivel de confianza

El límite superior para un intervalo de confianza del 90%, que corresponde al factor de eficiencia fe_j , se calcula con las siguientes fórmulas:

$$fe_j = e^{(-\mu_j^{*}-Z_{Uj}\sigma_j^{*})}$$

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$Z_{Uj} = \Phi^{-1} \left[1 - (1 - \alpha/2) \left(1 - \Phi \left(-\mu_j^* / \sigma_j^* \right) \right) \right]$$

Donde:

- α : Igual a 10% (1 – 90%)
- $\Phi(x)$: Valor de la función de distribución normal (0,1) evaluada en x .
- $\Phi^{-1}(x)$: Valor del inverso de la función de distribución normal (0,1) evaluada en x .

4.1.3 AOM demostrado

Para calcular el valor de AOM demostrado, $AOMD_{j,12-16}$, de cada OR se obtiene:

- a. El valor de AOM demostrado para cada año desde 2012 a 2016, calculado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, actualizado con la variación del IPP desde diciembre del respectivo año hasta diciembre de 2016.
- b. A partir de los valores actualizados se obtiene un promedio aritmético de ellos que corresponderá al AOM demostrado, $AOMD_{j,12-16}$.

4.1.4 AOM remunerado

El valor de AOM remunerado, $AOMR_{j,12-16}$, de cada OR se calcula con la siguiente información:

- a. El porcentaje de AOM a reconocer para cada uno de los años desde 2013 a 2017, calculado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008. El OR deberá anexar en su solicitud la evidencia de que este porcentaje fue comunicado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a los comercializadores que atienden usuarios en su mercado de comercialización, con la oportunidad establecida en la regulación. Con la presentación de la solicitud de actualización de cargos se entiende que el OR declara que los porcentajes de AOM a reconocer, entregados junto con la solicitud, fueron los porcentajes efectivamente incluidos en el cálculo de las tarifas.

Si hubo más de un porcentaje de AOM a reconocer entre una y otra actualización anual de AOM, se tomará el promedio de ellos. Sin embargo, si el cambio, diferente al de la actualización establecida en la regulación vigente, se originó por una corrección detectada por el OR o por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, se tomará el mínimo porcentaje utilizado en ese año.

- b. La suma de los valores $CRI_{j,n}$, aprobados a cada OR, utilizados para calcular el porcentaje de AOM demostrado para cada uno de los años desde 2012 a 2016, actualizada con la variación del IPP hasta diciembre del año para el que se calcula el AOM demostrado.
- c. Para el año 2012 se calcula el AOM remunerado multiplicando el porcentaje de AOM a reconocer, calculado para el año 2013, por la suma de los valores

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$CRI_{j,n}$, calculada para el año 2012 como se señala en el literal b. de este aparte. En forma análoga, para los años de 2013 a 2016 se calcula el AOM remunerado correspondiente.

- d. Los valores remunerados, calculados en el literal anterior, se actualizan con la variación del IPP desde diciembre del respectivo año hasta diciembre de 2016. El promedio aritmético de estos valores actualizados corresponde al AOM remunerado, $AOMR_{j,12-16}$.

4.1.5 Valor de AOM por condiciones ambientales

El valor adicional de AOM por condiciones ambientales del OR j se obtiene a partir de la identificación de los activos del OR que están a menos de 30 km de la orilla del mar, así:

$$AMB_j = 0,5\% * \left(\sum_{i=1}^{nuc_{j,m,o}} (CR_{i,m} * PU_{j,i}) + NT_{j,1} * CMTD_j + NR_{j,1} * CMRD_j \right)$$

Donde:

- AMB_j : Valor adicional de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales.
- $CR_{i,m}$: Valor de la UC i ubicada cerca de la orilla del mar. Para el caso de líneas este valor corresponde al resultado de multiplicar el valor del kilómetro de conductor por el número de kilómetros instalados cerca del mar, más los respectivos apoyos.
- $PU_{j,i}$: Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al OR j .
- $NT_{j,1}$: Cantidad de transformadores de distribución del OR j , en el nivel de tensión 1 , que estaban en operación a la fecha de corte.
- $CMTD_j$: Costo medio de transformadores del OR j , calculado según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.1.6.
- $NR_{j,1}$: Cantidad de redes de distribución del OR j , en el nivel de tensión 1 , que estaban en operación a la fecha de corte.
- $CMRD_j$: Costo medio de redes de distribución del OR j , calculado según lo establecido en el literal b del numeral 3.1.1.1.1.6.
- $nuc_{j,m,o}$: Número de unidades constructivas que, a la fecha de corte, el OR j tiene instaladas cerca del mar, pertenecientes a niveles de tensión diferentes al 1.

Para los activos que se incluyan en el cálculo de la variable definida en este numeral, el OR debe entregar el inventario asimilado a las UC definidas en el capítulo 15, junto con la siguiente información: municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, fecha de entrada en operación, datos de placa. Las UC para las cuales no se reporte la totalidad de la información requerida no serán incluidas.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

4.1.6 AOM por niveles de tensión

El valor del AOM eficiente para cada nivel de tensión se calcula así:

$$AOMbase_{j,n} = AOMbase_j * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^4 BRAE_{j,n,0}}$$

AOMbase_{j,n}: Valor del AOM base del OR *j*, para el nivel de tensión *n*, expresado en pesos de la fecha de corte.

AOMbase_j: Valor del AOM base del OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.

BRAE_{j,n,0}: Base regulatoria de activos eléctricos para cada nivel de tensión *n*, del OR *j*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.1.

4.2 VALOR DE AOM PARA NUEVAS INVERSIONES

Para las nuevas inversiones, diferentes a reposición, se reconoce un valor anual de AOM así:

$$AOMNI_{j,n,t} = (2 \% * VACNI_{j,n,t} + 2,6\% * VACPIEC_{j,n,t}) * fAMB_j \quad \text{para } n = 4 \text{ o } 3$$

$$AOMNI_{j,n,t} = (4 \% * VACNI_{j,n,t} + 4,6\% * VACPIEC_{j,n,t}) * fAMB_j \quad \text{para } n = 2 \text{ o } 1$$

AOMNI_{j,n,t}: Valor del AOM para las nuevas inversiones en el nivel de tensión *n* del OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte.

VACNI_{j,n,t}: Valor acumulado hasta el año *t* de las inversiones puestas en operación en el nivel de tensión *n*, diferentes a reposición, para el OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte. Se calcula de la siguiente forma:

$$VACNI_{j,n,t} = VACNI_{j,n,t-1} + BRAEN_RP_{j,n,t-1} - \sum_{l=1}^L INVTR_RP_{j,n,TI,l,t-1}$$

BRAEN_RP_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*. Se calcula en forma similar a la variable *BRAEN_{j,n,t-1}*, definida en el numeral 3.1.1.2, pero tomando RPP=0 para todas las UC incluidas en su cálculo.

INVTR_RP_{j,n,TI,l,t-1}: Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n*, en la categoría de activos *l* para el año *t-1*. Se calcula solo para los tipos de inversión *TI* = I y *TI* = III, en forma similar a la variable *INVTR_{j,n,TI,l,t-1}*, definida en el numeral 6.5, pero tomando RPP=0 para todas las UC incluidas en su cálculo.

L: Cantidad de categorías de activos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

VACPIEC_{j,n,t}: Valor acumulado hasta el año *t* de las nuevas inversiones que hacen parte del PIEC, de acuerdo con lo señalado en el capítulo 13 en el nivel de tensión *n*, diferentes a las incluidas en la variable *VACNI_{j,n,t}*, para el OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte. Se calcula de la siguiente forma:

$$VACPIEC_{j,n,t} = VACPIEC_{j,n,t-1} + \sum_{l=1}^L IREC_RP_{j,n,l,t-1}$$

IREC_RP_{j,n,l,t-1}: Inversión en activos puestos en operación en los proyectos de expansión de cobertura del OR *j* en el nivel de tensión *n*, en la categoría de activos *l*, para el año *t-1*. Se calcula en forma similar a la variable *IREC_{j,n,l,t-1}*, definida en el numeral 13.7, pero tomando RPP=0 para todas las UC incluidas en su cálculo.

L: Cantidad de categorías de activos.

fAMB_j: Factor ambiental para las nuevas inversiones del OR *j*, calculado de la siguiente forma:

$$fAMB_j = \frac{AOMbase_j}{AOMbase_j - \left(AMB_j * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}}\right)}$$

AOMbase_j: Valor del AOM base del OR *j*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.

AMB_j: Valor de AOM a reconocer al OR *j* por condiciones ambientales, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.5.

IPP_{FC}: Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.

IPP₂₀₁₆: Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

4.3 VERIFICACIÓN DEL VALOR ANUAL DE AOM

Con el propósito de verificar la información de AOM, los OR deberán reportarla cada año adjuntado un concepto por parte de una firma verificadora.

El informe que entregue el verificador sobre la revisión de la información de AOM debe incluir, entre otros, el formulario debidamente diligenciado y su concepto de visto bueno o de salvedad sobre la información entregada por el OR.

Los OR deben entregar a la SSPD, la información de AOM del año anterior junto con el informe del verificador contratado. La información a entregar, los plazos y los demás requisitos de los informes serán dados a conocer por la CREG en forma separada.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 5. CALIDAD DEL SERVICIO

En este capítulo se establecen las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en los STR y los SDL que hacen parte del SIN y las disposiciones que serán aplicables en el caso de presentarse variaciones en dichas características.

5.1 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS STR

Sin perjuicio de la responsabilidad a cargo del OR o del TR 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 las disposiciones que se establecen en este capítulo.

La regulación contenida en este capítulo también le aplica a los TR que representan ante el LAC los activos del STR contruidos a través de procesos de libre competencia, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2013 o la que la modifique o sustituya. Por lo tanto, en el texto de este capítulo cuando se hace mención al OR debe entenderse que también se refiere a los TR adjudicatarios de los proyectos contruidos a través de procesos de libre competencia.

La aplicación de las disposiciones de calidad del servicio en los STR se da a partir de la entrada en vigencia de la primera resolución particular aprobada con base en esta metodología. No obstante, los valores de compensaciones generados por la regulación de calidad de la Resolución CREG 097 de 2008 que se encuentren pendientes de definición a través de un acto administrativo de la SSPD, deben ser restados del ingreso del respectivo OR en el mes siguiente a que el mencionado acto quede en firme, junto con las compensaciones que se generen para ese mes por la aplicación de la presente resolución.

5.1.1 Características de calidad a la que está asociado el ingreso

El ingreso de cada agente, por el uso de los activos del STR de los cuales es responsable, calculado de acuerdo con lo previsto en esta resolución, estará asociado a una calidad con las siguientes características:

La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio no deberá superar las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas.

Las indisponibilidades máximas permitidas de un activo, originadas en catástrofes naturales tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no deberán superar los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.

La estimación de la energía no suministrada por la indisponibilidad de un activo no deberá superar el porcentaje límite definido para tal fin.

A partir del momento en que las horas de indisponibilidad acumulada de un activo sean mayores que las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas, no deberá permitirse que la indisponibilidad de este activo deje no operativos otros activos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

La variación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en los STR que exceda o supere los límites señalados, generará una reducción o compensación en el ingreso del OR que se calculará y aplicará en la forma prevista en este capítulo.

5.1.2 Activos sujetos al esquema de calidad

Las disposiciones sobre calidad en los STR aplicarán a los agentes que realizan la actividad de distribución en estos sistemas, y a todos aquellos agentes responsables de la información necesaria para la aplicación del esquema de calidad del servicio en los STR, establecido en esta resolución.

Los activos del STR sobre los que aplica el esquema de calidad del servicio son los que: i) hacen parte del inventario reconocido a cada OR, ii) están en operación comercial y podrán hacer parte de este inventario, o iii) son construidos como resultado de procesos de libre competencia. Para los activos nuevos que incorporen ZNI al SIN, la aplicación de las disposiciones de calidad en el STR iniciará una vez hayan transcurrido cinco (5) años desde su conexión al SIN.

Para el caso de los proyectos adjudicados mediante procesos de libre competencia, la clasificación de los activos que puedan generar compensaciones deberá actualizarse, por parte del OR o TR, cada vez que entre en vigencia la resolución que defina las nuevas UC para remunerar la actividad de distribución.

5.1.3 Bases de datos

El CND será el responsable de centralizar, almacenar y procesar la información de eventos, que permita calcular los indicadores de indisponibilidad de los grupos de activos definidos en el numeral 5.1.4.2.

La información de eventos deberá mantenerse actualizada en la base de datos creada por el CND para su reporte. Esta información será utilizada, entre otros, para calcular las variables relacionadas con la calidad del servicio, las compensaciones, las remuneraciones de los activos y también será insumo para la determinación de la ENS.

El CND deberá mantener almacenada la información de eventos, en medio digital o de última tecnología, por un periodo no inferior a cinco años y deberá elaborar un resumen mensual de los eventos registrados en la base de datos, identificando el activo con el código asignado por el CND, el grupo de activos al que pertenece, la duración del evento, la causa y la fecha y hora de ocurrencia.

Tanto la información reportada como el resumen deberán estar disponibles para consulta de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, SSPD, y la CREG. Si el CND cambia la forma de identificar los activos, deberá preverse la forma de recuperar la información histórica de cada uno de los activos.

5.1.4 Reglamento para el reporte de eventos

El reporte de eventos debe realizarse teniendo en cuenta las disposiciones que a continuación se establecen.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.1.4.1 Responsabilidad del reporte de información

Los agentes deberán realizar el reporte de eventos de acuerdo con lo establecido en el artículo 11. En caso de que un agente no notifique la ocurrencia de cualquier evento, o la finalización de la ejecución de maniobras en los plazos señalados en el mencionado artículo se ajustará el número máximo de horas anuales de indisponibilidad del activo correspondiente, de acuerdo con lo establecido en este capítulo.

Los OR son los responsables de la recolección y el reporte de la información de eventos. Cuando el OR no opere los activos directamente, la información será reportada por quien los opera, y en el respectivo contrato de operación podrán precisarse los mecanismos para que el OR conozca la información reportada al CND. En todo caso, el responsable de la calidad y la oportunidad de la información reportada, a través del sistema dispuesto por el CND para este fin, es el agente a quien se le están remunerando los activos.

Para activos nuevos, el OR, o quien los opere, deberá reportar los eventos en la forma dispuesta en la presente resolución, a partir de su fecha de entrada en operación comercial.

5.1.4.2 Activos del STR a reportar

Para los STR se deberán reportar los eventos sobre los activos que conforman los siguientes grupos de activos:

- a. Conexión del OR al STN: constituido por el transformador que se conecta al STN, incluye todas las bahías de transformador que lo conectan al SIN siempre que estas estén siendo remuneradas en la actividad de distribución. Además se consideran dentro de este grupo los transformadores que, aunque no se conectan al STN, por lo menos tienen dos devanados operando en el nivel de tensión 4, junto con las bahías de transformador en este mismo nivel.
- b. Equipos de compensación: constituido por el respectivo equipo de compensación y las bahías que lo conectan al STR.
- c. Línea del STR: constituido por el circuito que conecta dos subestaciones del STR (o más de dos subestaciones si hay conexiones en T). Incluye las bahías de línea con las que se opera su conexión al STR. Si una línea está conformada por más de un circuito, deberán reportarse por separado los eventos de cada uno de los circuitos.
- d. Barraje: constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamiento, en caso de que cuente con estas.

A partir de la entrada en vigencia de la primera resolución particular aprobada con base en esta metodología, el CND empezará a llevar un registro para cada uno de los activos mencionados arriba a los que les haga supervisión remota, donde se identifique el tiempo que para esos activos no fue posible hacer la supervisión, ya sea por fallas en los canales de comunicación o en los equipos que adquieren los datos para transmitirlos. Si la supervisión no es directa sino mediante acceso al sistema de supervisión del OR, se deberán registrar los casos en los que no se pueda tener acceso a este sistema.

Antes de la mencionada fecha, el CND publicará un documento donde indique cómo se llevará a cabo la verificación y se muestre una lista con las posibles causas que servirán para clasificar las fallas que se incluyan en ese registro.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.1.4.3 Información del reporte de eventos

El reporte de eventos deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a. activo sobre el cual se presenta el evento,
- b. fecha y hora de ocurrencia del evento,
- c. duración del evento teniendo en cuenta los tiempos de ejecución de maniobras establecidos por la regulación y los procedimientos que el CNO defina para tal fin,
- d. la capacidad disponible del activo durante el evento, con base en la estimación de la capacidad disponible de que trata el numeral 5.1.8,
- e. causa que origina el evento, precisando si corresponde a alguna de las excluidas,
- f. cuando el activo quede no operativo, informar el activo causante,
- g. señalar si el evento obedece a la operación de un esquema suplementario, identificando el respectivo esquema,
- h. diferenciación entre eventos programados y no programados,
- i. número de consignación, cuando aplique,
- j. clasificación según las causas detalladas, acordadas y publicadas por el Consejo Nacional de Operación, CNO,
- k. descripción del evento,
- l. señalar si se presentó demanda no atendida.

El reporte deberá hacerse únicamente sobre el activo en el que recaiga el evento, por lo tanto, por el mismo evento no debe reportarse indisponibilidades sobre los otros activos que hacen parte de su grupo de activos.

El CNO deberá mantener publicada y actualizada la lista de causas detalladas, necesarias para que los agentes entreguen la información solicitada en el literal j. Si bien el reporte de eventos debe hacerse en el plazo que para tal fin se establece, la causa detallada podrá ser modificada dentro del plazo que establezca el CND, ya que corresponde a un dato informativo que no se utiliza en el cálculo de las compensaciones ni de los indicadores de calidad establecidos en este anexo.

Cuando se presenten eventos ocasionados por la actuación de esquemas suplementarios de protección instalados para evitar la sobrecarga de circuitos o transformadores remunerados en el nivel de tensión 4, su duración deberá asignarse a los activos que originaron su instalación, sin importar que los activos desconectados por la actuación del esquema pertenezcan a niveles de tensión diferentes al 4. La duración de estos eventos deberá ser igual al mayor de los tiempos de interrupción de cualquiera de los activos que fueron desconectados. El CND deberá mantener publicada en su página web la lista con los esquemas suplementarios existentes en el SIN, identificando los activos que operarían por la actuación del mismo y precisando cuáles se instalaron para evitar sobrecargas en circuitos o transformadores remunerados en el nivel de tensión 4.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El CND deberá mantener publicados en su página web los formatos e instrucciones para el reporte de eventos que tengan en cuenta las disposiciones establecidas en este capítulo. Cuando el CND requiera modificar los formatos e instrucciones para el reporte de eventos deberá publicarlos para comentarios de los interesados y enviarlos previamente para conocimiento de la CREG.

5.1.4.4 Validación de la información

El CND confrontará la información de eventos que se ingresa a la base de datos con la información que le haya sido reportada por los operadores de los activos, así como con la información disponible en los registros de señales digitales y análogas ante la ocurrencia de eventos, los registros de las lecturas de energía y potencia en tiempo real para las barras de las subestaciones del STR, los registros de consignaciones y el reporte de fallas en transformadores de medida, entre otros. El CND definirá las fuentes que utilizará y la información que verificará.

La confrontación mencionada se realizará de la siguiente manera:

- a. Si el CND identifica discrepancias en el reporte de un evento en cuanto a su duración, para el cálculo de los indicadores definidos en este anexo deberá asumirse el evento de mayor duración.
- b. Si el agente no reporta información sobre el activo involucrado en el evento, o se constatan discrepancias sobre la identidad del activo reportado, deberá asumirse que la ocurrencia del evento se presentó en todos los activos involucrados, cuya responsabilidad de operación y mantenimiento sea del OR que no reportó correctamente la información.

En el proceso de validación, si el CND encuentra que la indisponibilidad de un activo dejó como activo no operativo a otros activos, ingresará los reportes correspondientes sobre estos activos no operativos e informará al agente causante de la no operatividad.

Después de finalizado el proceso de validación, en el sistema de consulta que habilite el CND, los agentes podrán revisar la información validada y el listado de las inconsistencias encontradas. En caso de ser necesario, el agente podrá solicitar ajustes a la información publicada y el CND responderá a los agentes las solicitudes presentadas, de acuerdo con los procedimientos que establezca para tal fin.

La información validada por el CND y, de ser el caso, ajustada según los comentarios de los agentes, será la que deberá quedar registrada en la base de datos de reporte de eventos de que trata este anexo.

5.1.4.5 Supervisión de activos del STR

Los OR deberán contar con supervisión en tiempo real de los activos del STR a reportar, un sistema de secuencia de eventos, SOE, un enlace de comunicación principal y otro de respaldo y el protocolo acordado con el CND.

Las características mínimas de la información a suministrar en tiempo real y de los sistemas de comunicaciones son las que para tal fin haya definido el CND.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Con la frecuencia que el CND determine, el OR deberá permitirle acceder a la información registrada en su sistema de supervisión, con el fin de obtener las mediciones de potencia en los barrajes del nivel de tensión 4 o, en el caso en el que el OR no tenga este nivel en su sistema, en los puntos de conexión con los sistemas de otros OR.

5.1.4.6 Plazos

Para realizar los procedimientos descritos en el presente capítulo se tendrán en cuenta los siguientes plazos, cada uno contado a partir de las 24:00 horas del día de operación:

Tabla 4 Plazos para realizar procedimientos

Actividad	Responsable	Plazo (h)
Ingreso de reporte de eventos	Agente	12
Validación y publicación de listado de inconsistencias	CND	36
Solicitud de modificación de información	Agente	60
Respuesta a solicitudes de modificación	CND	72

El CND precisará, en su página web, mayores plazos para el “Ingreso de reporte de eventos” de aquellos ocasionados por catástrofes naturales o por actos de terrorismo y para los que causen desatención de la demanda de energía cuya magnitud sea superior al 10% de la demanda del SIN.

Para modificación de reportes de eventos, solamente se atenderán las solicitudes presentadas dentro de los plazos establecidos en este numeral.

5.1.5 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 máximas horas anuales de indisponibilidad, MHAI, que se definen para los grupos de activos identificados en la Tabla 5.

Tabla 5 Máximas horas anuales de indisponibilidad

Grupos de Activos	MHAI
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con bahías de maniobra	30

Para los grupos de activos “conexión del OR al STN”, “equipo de compensación” y “línea del STR” se consideran incluidas las respectivas bahías. Para el grupo de activos de barraje se diferencian las máximas horas permitidas para barrajes que cuentan con bahías de maniobra y para barrajes que no cuentan con estas.

El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del grupo de activos. En subestaciones con configuración de interruptor y medio hacen parte del grupo de activos tanto el interruptor del lado del barraje como el corte central. En subestaciones con configuración en anillo hacen parte del grupo de activos los dos interruptores

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

relacionados con el respectivo activo. Para las subestaciones con estas dos configuraciones se requiere que los activos estén siendo remunerados en la actividad de distribución.

5.1.6 Ajuste de máximas horas de indisponibilidad.

Para cada grupo de activos, las máximas horas anuales de indisponibilidad se reducirán en 0,5 horas cada vez que se presente alguna de estas situaciones: i) consignación de emergencia solicitada, ii) modificación al programa de mantenimientos, iii) retraso en reporte de eventos de cualquiera de los activos que conforman el grupo. El CND calculará mensualmente la meta ajustada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,gu} = MHAI_{gu} - 0,5 * \left(\sum_{u=1}^{NGU} SCE_{m,u} + \sum_{u=1}^{NGU} CPM_{m,u} + \sum_{u=1}^{NGU} ENR_{m,u} \right)$$

Donde:

- MHAIA_{m,gu}*: Máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas del grupo de activos *gu*, calculadas para el mes *m*.
- MHAI_{gu}*: Máximas horas anuales de indisponibilidad del grupo de activos *gu*.
- SCE_{m,u}*: Número acumulado de solicitudes de consignaciones de emergencia, exceptuando las excluidas, para cada uno de los activos *u* que conforman el grupo de activos *gu* durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes *m*.
- CPM_{m,u}*: Número acumulado de cambios al programa de mantenimientos, exceptuando los excluidos, para cada uno de los activos *u* que conforman el grupo de activos *gu* durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes *m*.
- ENR_{m,u}*: Número acumulado de eventos o finalización de maniobras no reportados en los plazos establecidos en esta resolución, para cada uno de los activos *u* que conforman el grupo de activos *gu* durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes *m*.
- NGU*: Número de activos que conforman el grupo de activos *gu*.

5.1.7 Indisponibilidad de los activos de uso del STR

La duración de las indisponibilidades de los activos del STR se medirá 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.

Las horas de indisponibilidad de cada uno de los activos que hacen parte de los grupos de activos establecidos en este capítulo la calcula mensualmente el CND mediante la siguiente expresión:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

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

Donde:

- HID_{m,u}*: Horas de Indisponibilidad del activo *u*, durante el mes *m*.
- i*: Identificador de la 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*. Para los mantenimientos programados esta duración se cuenta desde la hora programada de inicio hasta la hora programada de finalización.
- CAPD_{i,u}* : Capacidad disponible del activo *u* expresada en porcentaje de la capacidad nominal, durante la indisponibilidad *i*.

Para la aplicación de esta metodología, se tendrá en cuenta la historia de las indisponibilidades del activo *u*, presentadas con anterioridad a la entrada en vigencia de esta resolución.

Las horas programadas para el mantenimiento de un activo que no sean utilizadas para dicha actividad se contarán como horas de indisponibilidad del activo.

El CND llevará un registro de las horas efectivamente utilizadas en el mantenimiento de cada activo y de las horas adicionales contabilizadas como indisponibilidad de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior.

Un mantenimiento puede ser cancelado o reprogramado hasta las 08:00 horas del día anterior de la operación, para que esta información pueda ser tenida en cuenta en el despacho.

5.1.8 Estimación de la capacidad disponible por un evento

Para determinar la capacidad disponible de un activo tras la ocurrencia de un evento deben tenerse en cuenta las siguientes condiciones, para cada tipo de activo:

- a. módulo de barraje: si la unidad constructiva queda parcialmente disponible se considera que la capacidad disponible es el 50 % de la capacidad nominal,
- b. líneas, transformadores, unidades de compensación: la capacidad disponible es la capacidad real disponible del activo, medida en las mismas unidades de la capacidad nominal. Para los casos de líneas con conexiones en T, la capacidad disponible de la línea equivale a la proporción que representa la longitud que queda en servicio frente a la longitud total de la línea, multiplicada por la capacidad nominal de la línea,
- c. bahías de interruptor y medio: la capacidad disponible de las bahías del diámetro se determina así: i) ante la indisponibilidad de uno de los interruptores diferentes al corte central del diámetro, la capacidad disponible de la bahía respectiva es el 33% de la capacidad nominal; ii) ante la

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

indisponibilidad del corte central, la capacidad disponible de cada una de las dos bahías asociadas al diámetro es el 67% de la capacidad nominal; iii) ante la indisponibilidad del corte central y de uno de los interruptores del diámetro, la respectiva bahía se considera completamente indisponible, iv) ante la indisponibilidad simultánea de los dos interruptores diferentes al corte central, que forman parte de un mismo diámetro, se considera que las dos bahías asociadas a ese diámetro se encuentran completamente indisponibles,

- d. Para los demás activos se considera que la capacidad disponible es el 0 % o el 100 % de la capacidad nominal, dependiendo de si el equipo está en falla o está en funcionamiento normal.

5.1.9 Eventos excluidos

No se incluirán en el cálculo de las horas de indisponibilidad, $HID_{m,u}$, del activo ni de la variable $CNE_{m,u}$, los eventos que hayan sido causados por alguna de las situaciones que se enumeran a continuación, siempre y cuando se cumplan las reglas que se establecen en este numeral.

- a. Eventos programados por trabajos de expansión o reposición en la red, tal como se definen en el artículo 3. Para que estos sean excluidos del cálculo se requiere que se cumplan las siguientes reglas:
- i. El OR informa por escrito al CND acerca de la conexión de los nuevos activos con una anticipación mínima de 90 días calendario.
 - ii. Junto con la solicitud, el agente informa al CND sobre los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN, coordinando con los responsables de los equipos que se requiera desconectar para que estos soliciten las consignaciones necesarias al CND, si se requiere. Para dichas consignaciones se debe cumplir con los plazos y procedimientos previstos en la regulación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN, y declarar como causa la incorporación de nuevos activos al SIN, e indicando el proyecto respectivo.
 - iii. 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.
- b. Indisponibilidades de activos que surjan a partir de instrucciones dadas por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN. El CND indicará los casos en los que imparte instrucción directa para ejecutar maniobras en los activos del STR.
- c. Esquemas suplementarios de protección diferentes a los instalados para evitar la sobrecarga de circuitos o transformadores remunerados en el nivel de tensión 4. Esto, siempre que para su instalación se haya dado cumplimiento a lo previsto en la regulación.
- d. Indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados y las debidas a actos de terrorismo, siempre que se cumplan las siguientes reglas:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- i. El OR afectado por el evento deberá declarar oficialmente ante el CND la ocurrencia del mismo y será responsable por tal declaración. Esta declaración deberá ser por escrito, anexando la información de los activos afectados y la manifestación de que cumplió con las demás reglas exigidas para excluir este evento. 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, dentro de las 48 horas siguientes a la ocurrencia del evento, a través de cualquier medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada que garantice su adecuada difusión.
 - ii. 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.
- e. Las solicitudes de consignaciones de emergencia, las modificaciones al programa de mantenimientos o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en los eventos definidos en el literal anterior.
- f. Las indisponibilidades debidas a mantenimientos mayores que se hayan efectuado con sujeción al procedimiento establecido para tal fin.
- g. Las indisponibilidades necesarias para enfrentar las situaciones acontecidas de riesgo de la vida humana. Para su exclusión el OR deberá elaborar un informe en el que documente y soporte esta situación.
- h. Las indisponibilidades originadas en exigencias de traslados, adecuaciones, desconexiones e intervenciones de la infraestructura eléctrica por parte de entidades distritales, municipales, departamentales, organismos estatales competentes en temas de infraestructura y medio ambiente, o demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con planes de ordenamiento territorial; siempre que se cumplan las siguientes reglas:
- i. El OR afectado deberá declarar oficialmente al CND, mediante comunicación escrita, la fecha de inicio de intervención de activos por la ejecución de las obras o sobre las modificaciones a las instalaciones existentes, detallando los activos afectados, el número de días calendario de la indisponibilidad.
 - ii. Si se presentan cambios en la duración prevista, el OR lo informará por escrito al CND y anexará la correspondiente certificación.
- i. Indisponibilidades debidas a eventos causados por activos del STN.

Las comunicaciones mencionadas en este numeral deberán presentarse dentro del plazo que para tales fines determine el CND. En todo caso, el CND deberá contar con la información en forma oportuna para que el LAC calcule las compensaciones correspondientes al mes a facturar.

Cuando los eventos de que trata este numeral ocurran en el mismo periodo horario con eventos ocasionados por indisponibilidades no excluidas y se determine que hubo ENS, se deberá seguir el procedimiento descrito para tal fin en la Resolución CREG 094 de 2012, o la que la adicione, modifique o sustituya.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.1.10 Procedimiento para los mantenimientos mayores.

El mantenimiento mayor de un activo es el que se realiza por una vez cada seis años y requiere un tiempo mayor a las máximas horas anuales de indisponibilidad fijadas para el grupo de activos al que pertenece ese activo.

Los mantenimientos mayores deberán ser reportados en el programa de mantenimientos y ajustarse a los procedimientos aquí establecidos.

El tiempo máximo permitido para el mantenimiento mayor de un activo es de 96 horas cada 6 años y este periodo se cuenta a partir del 1 de abril de 2013. Se exceptúan los activos asociados a UC tipo encapsuladas cuyo mantenimiento mayor contará con un tiempo máximo reconocido de 288 horas que podrán utilizarse una vez cada 18 años o fraccionarse y utilizarse una vez cada 6 años, contados a partir del 1 de abril de 2013. La cantidad de horas que sobrepase las definidas para el mantenimiento mayor no se considerará indisponibilidad excluida.

El número permitido de horas se puede distribuir a solicitud del OR. La distribución debe hacerse de tal forma que, desde el día de inicio hasta el último día del mantenimiento, no se sobrepase un total de 30 días calendario. La duración mínima de indisponibilidad solicitada por esta causa debe ser de 32 horas.

Para cada día de trabajo, la duración mínima de cada indisponibilidad solicitada deberá ser de ocho horas de trabajo; tratándose del último día de los programados para el mantenimiento mayor, esta duración puede ser menor. Sin embargo, si por las condiciones de seguridad del SIN se requiere la disminución de este número de horas para un día determinado, el CND lo podrá solicitar al operador del activo, ante lo cual este último evaluará y tomará la decisión de disminuir la duración o mantener la inicialmente programada. Lo anterior sin perjuicio de la responsabilidad del operador del activo por la gestión del mantenimiento mayor.

Para el caso de un banco de transformadores, el tiempo máximo permitido por mantenimiento mayor puede dividirse de tal forma que el mantenimiento de cada unidad se pueda programar en fechas diferentes. En este caso, sólo una de las tres indisponibilidades solicitadas podrá ser inferior a 32 horas, y cada una de las tres puede ser inferior a las máximas horas anuales de indisponibilidad establecidas para el grupo de activos denominado conexión del OR al STN.

Sin perjuicio de lo anterior, un mantenimiento mayor podrá suspenderse por orden del CND si encuentra que las condiciones de seguridad del SIN lo requieren o por orden de una autoridad competente.

5.1.11 Activos que entran en operación comercial.

A partir de la fecha de entrada en operación comercial de activos del STR y hasta que se inicie su remuneración al respectivo agente a través de cargos por uso, este agente será el responsable por la ocurrencia de eventos en estos activos que ocasionen ENS.

En consecuencia, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de los activos se deberán reportar los eventos en la forma dispuesta en la presente

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

resolución. Cuando se presente ENS, se estimará su magnitud en la forma descrita en la Resolución CREG 094 de 2012, o aquella que la adicione, modifique o sustituya, y se aplicará la respectiva compensación.

El LAC incluirá esta compensación dentro del cálculo de la variable $CNE_{m,u}$ descrita en el numeral 5.1.14.2, a aplicarse para el mes m siguiente al mes de publicación del informe de ENS.

En todo caso, cuando los activos estén incluidos en la remuneración del STR a través de cargos por uso, el agente que recibe la remuneración será responsable por el cumplimiento de todos los indicadores de calidad establecidos en este anexo. Para el cálculo de las horas de indisponibilidad del activo, sólo se tendrán en cuenta las reportadas desde el primer mes de remuneración.

5.1.12 Valor de referencia para compensación

Para calcular el valor de las compensaciones, en caso de requerirse, se utilizará la siguiente referencia:

$$VHRC_{m,u,j} = \frac{r}{6800} * CR_u * PU_{u,j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$VHRC_{m,u,j}$: Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u , del OR j , durante el mes m .

r : Tasa de retorno para la actividad de distribución.

CR_u : Costo establecido para el activo u de acuerdo con las UC del capítulo 14, para las consideradas en la $BRAEN_{j,n,t}$, y las UC del capítulo 15, para las que hagan parte la variable $BRAE_{j,n,0}$, las dos variables definidas en el numeral 3.1.1.

$PU_{u,j}$: Porcentaje de uso del activo u que se reconoce al OR j .

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 a la fecha de corte.

5.1.13 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad

Para los casos de indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados y las debidas a actos de terrorismo, la remuneración del activo u en el mes m , para cada mes mi que este se encuentre indisponible será:

$$IMRT_{m,u} = \left[1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (mi - 6) \right) \right) \right] * VHRC_{m,u,j} * 720$$

$IMRT_{m,u}$: Ingreso mensual temporal para el activo u , en el mes m , mientras el activo u esté indisponible por las causas citadas en este numeral.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- 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.
- VHRC_{m,u,j}*: Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo *u*, del OR *j*, durante el mes *m*.

5.1.14 Compensaciones

5.1.14.1 Compensaciones por incumplimiento de las metas

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el OR o los OR responsables de los activos que conforman los grupos de 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:

$$HIDA_{m,gu} = \sum_{u=1}^{NGU} \sum_{ma=m-11}^m HID_{ma,u}$$

Si para el grupo de activos *gu* en el mes *m* se obtiene que *HIDA_{m,gu} ≤ MHAIA_{m,gu}* entonces las horas a compensar, *HC_{m,gu}*, serán iguales a cero.

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

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

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

La compensación para cada activo *u* por incumplimiento de los máximos permitidos de indisponibilidad se calculará con:

$$CIM_{m,u} = HC_{m,gu} * VHRC_{m,u,j}$$

Donde:

- HIDA_{m,gu}*: Horas de indisponibilidad acumulada del grupo de activos *gu*, en un periodo de doce meses que termina en el mes *m*.
- HID_{m,u}*: Horas de indisponibilidad de cada uno de los activos *u* que conforman el grupo de activos *gu*, durante el mes *m*.
- ma*: Mes o meses anteriores al mes *m*.
- NGU*: Número de activos que conforman el grupo de activos *gu*.
- HC_{m,gu}*: Horas a compensar por el grupo de activos *gu* al cual pertenece el activo *u*, para el mes *m*.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $MHAIA_{m,gu}$: Meta de indisponibilidad anual ajustada del grupo de activos gu , calculada para el mes m .
- $THC_{m-1,gu}$: Total de horas compensadas por el grupo de activos gu , en un periodo de once meses que termina en el mes $m-1$.
- $CIM_{m,u}$: Compensación por incumplimiento de metas, para cada uno de los activos u que conforman el grupo de activos gu , en el mes m .
- $VHRC_{m,u,j}$: Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u , del OR j , durante el mes m .

Las compensaciones se calculan para los activos enunciados en el numeral 5.1.2

5.1.14.2 Compensaciones por dejar no operativos otros activos o por energía no suministrada

Un evento en un activo puede generar energía no suministrada, ENS , o puede dejar otros no operativos, diferentes a los que conforman su grupo de acuerdo a lo previsto en el numeral 5.1.4.2, cuando, a pesar de estar disponibles, dichos activos no puedan operar debido a la indisponibilidad del primero.

La compensación CNE del activo u , para cada mes m , que deberá ser asumida por el OR responsable de la operación y mantenimiento de los activos cuya indisponibilidad ocasione que otros activos queden no operativos o que se presente ENS se calcula con:

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

Donde:

- $CNE_{m,u}$: Compensación del activo u , en el mes m , por energía no suministrada y/o por dejar no operativos otros activos.
- $CNE_{i,m,u}$: Compensación del activo u , por la indisponibilidad i , en el mes m , por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.

Para determinar el valor de la compensación $CNE_{i,m,u}$ se utilizará una de las siguientes tres condiciones:

- a. Si para el grupo de activos gu al que pertenece el activo u , en el mes m , las horas de indisponibilidad acumulada son menores o iguales que las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas ($HIDA_{m,gu} \leq MHAIA_{m,gu}$) y el porcentaje de energía no suministrada, $PENS_{j,h}$, es inferior al porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012, el valor de la compensación CNE para la indisponibilidad i , es igual a cero.
- b. Si para el grupo de activos gu al que pertenece el activo u , en el mes m , las horas de indisponibilidad acumulada son mayores que las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas ($HIDA_{m,gu} > MHAIA_{m,gu}$) y el porcentaje de energía no suministrada, $PENS_{j,h}$, es inferior al porcentaje definido en el

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012, el valor de la compensación *CNE* se obtiene de la siguiente forma:

$$CNE_{i,m,u} = \sum_{r=1}^n (VHRC_{m,r,j} * H_{i,r})$$

- c. 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_{j,h}*, es mayor que el porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012, el valor de la compensación *CNE* se obtiene de la siguiente forma:

$$CNE_{i,m,u} = \max \left((ENS_i * CRO); \sum_{r=1}^n (VHRC_{m,r,j} * H_{i,r}) \right)$$

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

- PENS_{j,h}*: Porcentaje de la energía no suministrada, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012.
- VHRC_{m,r,j}*: Valor horario de referencia del activo *r* que quedó no operativo por la indisponibilidad del activo *u* del OR *j*, durante el mes *m*, calculado con base en lo establecido en el numeral 5.1.12.
- H_{i,r}*: Número de horas de no operatividad del activo *r* causadas por la indisponibilidad *i* del activo *u*.
- ENS_i*: Valor de la energía no suministrada de la indisponibilidad *i*, corresponde a la variable *ENS_q* calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012.
- CRO*: Costo incremental operativo de racionamiento de energía definido y calculado por la UPME, correspondiente al primer escalón, que rija para el mes *m* en el que se aplique la variable *CNE_{m,u}*.

El CND calculará la ENS de cada uno de los eventos que se presentan en los activos del STR y elaborará el informe de ENS de que trata el numeral 5.1.15. El cálculo de la ENS será hecho con base en las disposiciones que para tal fin se encuentran contenidas en la Resolución CREG 094 de 2012, o la que la modifique o sustituya.

Sin perjuicio de lo anterior, cuando el valor de PENS supere 2%, la responsabilidad del reporte de la ENS al LAC será del OR, quien podrá reportar el valor publicado por el CND o ajustarlo si: i) encuentra que hubo algún error en el cálculo, según lo dispuesto para ello en la regulación vigente, o ii) si el respectivo evento no generó demanda no atendida, DNA, caso en el cual el OR podrá reportar una ENS igual a cero. Siempre que el valor sea ajustado, el OR deberá informar al LAC, junto con el reporte de ENS, la causa respectiva, en los formatos y términos establecidos por este.

Cuando el OR reporte un valor del ENS diferente al calculado por el CND deberá subirlo a una plataforma, que elaborará el LAC con este propósito, que sirva de

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

almacenamiento para estos informes y a la cual tenga acceso únicamente la SSPD, para los fines de su competencia.

Los reportes recibidos dentro de un mes calendario, serán insumo para el cálculo de la CNE que será incluida en la siguiente liquidación que el LAC realice según los plazos establecidos en la regulación.

5.1.14.3 Valor total a compensar

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:

$$CSTR_{j,m} = \sum_{u=1}^{a_j} (CIM_{m,u}) + \sum_{u=1}^{a_j} [(VHRC_{m,u,j} * 720) - (IMRT_{m,u})] + \sum_{u=1}^{a_j} (CNE_{m,u}) + CSTRP_{m-1}$$

Donde:

- CSTR_{j,m}* : Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR *j* por incumplimiento de lo establecido en este capítulo, en el mes *m*.
- CIM_{m,u}* : Compensación por incumplimiento de metas, del activo *u*, en el mes *m*.
- VHRC_{m,u,j}*: Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo *u*, del OR *j*, 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 5.1.13.
- CNE_{m,u}*: Compensación del activo *u*, en el mes *m*, por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.
- CSTRP_{m-1}*: Valor de las compensaciones del STR que, de acuerdo con lo establecido en esta resolución, quedaron pendientes por descontar en el mes *m-1*.
- a_j*: Número de activos del OR *j* que se encuentra en cada una de las situaciones descritas.

5.1.15 Informe sobre ENS

Cuando la variable *PENS_{j,h}*, supere el porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012 el CND deberá publicar en su página para consulta de las empresas y entidades interesadas, un informe donde se haga el análisis detallado del evento ocurrido y contenga como mínimo lo siguiente:

- a. descripción del evento registrado,

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- b. activo causantes del evento,
- c. valores y memoria de cálculo de todas las variables descritas en este capítulo,
- d. para los mercados de comercialización afectados, la curva de potencia activa del periodo horario del evento, de los 12 periodos anteriores y de los 12 siguientes a la ocurrencia del mismo, y
- e. el informe final del evento previsto en los acuerdos del CNO.

El informe sobre ENS será elaborado y publicado por el CND, teniendo en cuenta los plazos establecidos en los acuerdos del CNO para la presentación de los informes de análisis del evento. El CND deberá enviar copia de este informe a la SSPD con el fin de aportar información que sirva como herramienta de análisis para lo de su competencia.

5.1.16 Zona excluida de CNE

Una zona excluida de CNE es la zona del STR que, en condiciones normales de operación, es alimentada sólo por un circuito o sólo por un transformador, de los que conforman el STR. También podrán ser zonas excluidas de CNE, de manera temporal, aquellas zonas que se alimenten sólo por un circuito o sólo por un transformador, de los que conforman el STR, cuando los demás activos que alimentan la zona se encuentren indisponibles por los eventos excluidos de que trata el numeral 5.1.9. La zona dejará de ser zona excluida de CNE en el momento en que otro activo del STR alimente dicha zona.

Las zonas del STR que cumplan con las condiciones establecidas en este numeral se denominarán zonas excluidas de CNE y para ellas no habrá lugar al cálculo de compensaciones por dejar no operativos otros activos o por ENS, ante eventos ocasionados por los activos que las conforman.

5.1.16.1 Lista de zonas excluidas de CNE

Para que una zona sea considerada como zona excluida de CNE, el CND verificará que cumple con la definición y los requisitos previstos en el siguiente numeral. El CND deberá publicar en su página web la lista de zonas excluidas de CNE y el conjunto de activos del STR que hacen parte de cada una de ellas. Si varios OR identifican activos que dependen eléctricamente de un mismo activo, el CND los agrupará y conformará una sola zona excluida de CNE.

El CND actualizará la lista cuando se identifique una nueva zona excluida de CNE que cumpla con los requisitos. También actualizará la lista cuando elimine una zona excluida de CNE por una de las siguientes causas: i) entró en operación comercial un proyecto que cambia alguna condición que sirvió para que la zona excluida de CNE fuera identificada previamente como tal, o ii) el proyecto, definido como viable por la UPME, no entró en operación comercial en la fecha prevista por esta entidad.

La lista actualizada de zonas excluidas de CNE serán tenidas en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones, a partir del primer día calendario del mes siguiente a cuando el CND la haya publicado en su página de Internet.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Para el caso de las zonas excluidas de CNE de manera temporal, el CND determinará un listado de aquellas zonas que en el mes anterior se ajustaron a la condición que para tal fin se establece en el numeral 5.1.16, de acuerdo con la información de eventos registrada en sus bases de datos. Este listado se publicará mensualmente en la página web del CND y será tenido en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones, a partir de la fecha de su publicación.

5.1.16.2 Procedimiento para establecer zonas excluidas de CNE

El OR identificará la zona excluida de CNE de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.1.16 y para que sea considerada como tal, deberá cumplir con lo siguiente:

- a. Enviar al CND el diagrama unifilar de la zona excluida de CNE,
- b. Identificar e informar al CND los activos del STR que hacen parte de la zona excluida de CNE.
- c. 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. Para esto se deberá tener en cuenta lo siguiente:
 - i. 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.
 - ii. Si la UPME no considera viable ninguna de las alternativas planteadas y no sugiere otra factible, la zona se considerará zona excluida de CNE.
 - iii. Si se tiene una alternativa con el visto bueno de la UPME, el valor a compensar, CNE, empezará a ser liquidado por el LAC a partir de la fecha que haya confirmado la UPME para la entrada en operación del nuevo proyecto.
- d. Enviar al CND copia de la comunicación donde la UPME indique, para cada zona, que el OR entregó la información prevista en literal anterior junto con la información que esta entidad requirió para definir la viabilidad de las alternativas presentadas.

Las zonas excluidas de CNE que hayan sido identificadas con anterioridad a la entrada en vigencia de esta resolución no requerirán cumplir de nuevo estos requisitos y se mantendrán en el listado hasta que otro activo del STR alimente dicha zona o hasta la fecha de entrada en operación que apruebe la UPME para un nuevo proyecto que alimente esta zona.

5.1.17 Límite de los valores a compensar

El LAC deberá tener en cuenta que el valor total a descontar en el mes m , al OR j , por concepto de compensaciones en el STR no podrá superar el 60 % de la suma de los ingresos en este sistema 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 %.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Además, la suma del valor de las compensaciones en el STR para cada OR j , en un año calendario, estarán limitadas a un valor equivalente al 30 % del ingreso del OR en ese año para el nivel de tensión 4, estimado actualizando la variable $IAA_{j,4,t}$, definida en el capítulo 3, con el IPP de diciembre del año anterior.

Con el objeto de verificar este límite, el LAC calculará mensualmente para cada OR la siguiente variable:

$$ACSTR_{j,m} = \sum_{i=1}^m CSTR_{j,i}$$

Donde:

$ACSTR_{j,m}$: Valor acumulado de las compensaciones en el STR durante los meses transcurridos del año calendario hasta el mes m .

$CSTR_{j,m}$: Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR j por incumplimiento de lo establecido en este capítulo, en el mes m .

Si para un mes m se obtiene que el valor acumulado supera el 30 % del ingreso del nivel de tensión 4 del OR para ese año el LAC liquidará al OR j , para ese mes, un valor $CSTR_{j,m}$ tal que el $ACSTR_{j,m}$ no supere el 30% del ingreso anual y la SSPD podrá considerar que la empresa no está prestando el servicio con la calidad debida.

5.2 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SDL

La calidad del servicio brindada por un OR será medida en términos de la duración y la frecuencia de los eventos que perciban los usuarios conectados a sus redes. Para el efecto se adoptan indicadores para establecer la calidad media del SDL del OR, así como para establecer la calidad individual que perciba cada uno de sus usuarios.

En función de las mejoras o desmejoras alcanzadas en la calidad media del sistema con respecto a una meta establecida regulatoriamente, el OR será objeto de aplicación de un esquema de incentivos el cual, le permitirá aumentar su ingreso, o disminuirlo, según sea el caso, durante el año inmediatamente siguiente a la evaluación.

El esquema de incentivos se complementa con un esquema de compensaciones a los usuarios, el cual busca garantizar un nivel mínimo de calidad individual y dar señales para disminuir la dispersión de la calidad prestada por el OR en torno a la calidad media.

En este capítulo se definen todos los conceptos que se requieren para la aplicación del esquema anteriormente descrito.

La aplicación del esquema de incentivos y compensaciones descrito en este numeral no limita los derechos de los usuarios para reclamar ante el OR los perjuicios causados por la discontinuidad del servicio.

En caso de presentarse diferencias en la información utilizada para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, entre la reportada por los agentes

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

y la contabilizada por los usuarios, estos últimos tienen el derecho que les reconocen los artículos 152 y siguientes de la Ley 142 de 1994 para presentar peticiones, quejas, recursos y reclamaciones.

El esquema de incentivos y compensaciones que se define en esta resolución corresponde al nivel mínimo que deben cumplir las empresas dentro del plan regulatorio de metas para el mejoramiento de la calidad, el cual en concordancia con lo dispuesto por los artículos 58 y 59 de Ley 142 de 1994, estarán sujetos al seguimiento, vigilancia y control de la SSPD.

Para efectos de cumplir con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994, o cualquier norma que la modifique o la adicione, los OR deberán abstenerse de incurrir en cualquiera de los siguientes escenarios:

- a. ser sujeto de incentivo negativo ya sea por no haber alcanzado las metas de calidad media establecidas o por no cumplir los requisitos y plazos establecidos para aplicar el esquema de calidad
- b. tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360, horas o 360 veces, según corresponda
- c. pagar compensaciones totales en un año que sobrepasen el 5% del ingreso de la misma vigencia, estimadas según lo establecido en el numeral 5.2.4.3,
- d. no disminuir durante un año la cantidad promedio mensual de usuarios sujetos de compensación con respecto al año anterior
- e. no aprobar la verificación de la cual trata el numeral 5.2.12.
- f. no certificar el cumplimiento de requisitos en los términos definidos en el numeral 5.2.10.1.

Para la clasificación de los eventos sucedidos en los SDL y la identificación de las exclusiones que se tendrán en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, se aplica lo siguiente:

5.2.1 Clasificación de los eventos

Teniendo en cuenta que un evento haya sido previsto o no por el OR, se clasifican así:

- a. No programados: Son aquellos eventos en los elementos que componen un SDL que no fueron programados por el OR y que suceden por situaciones no preestablecidas por él.
- b. Programados: Son aquellos eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, reposiciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos. Estos eventos deben ser informados a los usuarios afectados con una antelación mínima de 48 horas a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada información. El OR debe de todas formas garantizar el envío automático de un mensaje de texto o de correo electrónico brindando esta información a todos los usuarios de quienes tenga este tipo de contacto. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a 72 horas y requerirá una comunicación escrita por parte de la empresa.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.2 Exclusión de eventos

Para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual no se tendrán en cuenta los siguientes eventos:

- a. Los menores o iguales a tres (3) minutos.
- b. Los debidos a racionamiento programado o a racionamiento de emergencia del sistema eléctrico nacional debido 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 excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información.
- c. Los causados por eventos de activos pertenecientes al STN y al STR. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los eventos citados anteriormente, con el fin de que los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información.
- d. Los eventos requeridos por seguridad ciudadana, solicitados por organismos de socorro o autoridades competentes. El OR debe mantener constancia de las solicitudes para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información.
- e. Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el usuario informa al OR sobre su decisión de reponerlo, durante el tiempo que transcurra entre el aviso de falla y la reposición.
- f. Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el OR lo debe reponer, durante el tiempo que transcurra entre el aviso de falla y la reposición, siempre y cuando no se supere el límite establecido para el OR en el literal b del numeral 1.1.4.
- g. Los debidos a catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. En un término no mayor a 12 horas el OR debe informar al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.
- h. Los debidos a actos de terrorismo. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. En un término no mayor a 12 horas el OR debe informar al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.
- i. Los ocurridos fuera de las horas correspondientes a los “períodos de continuidad” acordados en las zonas especiales. El OR debe mantener

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

constancia de los acuerdos para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información.

- j. Para efectos de contabilizar la calidad del servicio al usuario de alumbrado público, los que lo afecten entre las 6 a.m. y las 6 p.m.
- k. Las suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del usuario.
- l. Las suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializador. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los eventos citados anteriormente, con el fin de que los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información.
- m. Eventos originados en exigencias de traslados y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por parte de entidades distritales, municipales, departamentales, organismos estatales competentes en temas de infraestructura y medio ambiente, o demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con planes de ordenamiento territorial. El OR debe mantener constancia de estas exigencias, su programación y ejecución real. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información.
- n. Los eventos debidos a trabajos de reposición o modernización en subestaciones, siempre que estos trabajos estén incluidos en el plan de inversiones aprobado por la CREG de acuerdo con lo establecido en el capítulo 7, y solo si estos eventos han sido informados a la SSPD y a los usuarios afectados en los siguientes términos:

A la SSPD:

- i. A través de los formatos o aplicativos y en los plazos que la SSPD defina para ello, el OR debe reportar su plan anual de trabajos de reposición o modernización en subestaciones, especificando como mínimo lo siguiente:
 - a. El programa completo de actividades, incluido en el plan de inversiones aprobado por la CREG de acuerdo a lo establecido en el capítulo 6, discriminando las actividades asociadas a trabajos de reposición o modernización en subestaciones.
 - b. Los circuitos, transformadores y usuarios que se afectarán.
 - c. Los tiempos previstos de afectación.
 - d. Reportar las fechas y horas inicial y final estimadas de afectación de la subestación. El tiempo total entre estas fechas será un tiempo máximo de referencia.
- ii. Mínimo 8 días hábiles antes del primer día de cada mes, mediante comunicación escrita o correo electrónico dirigido a la SSPD, el OR debe enviar el cronograma actualizado de las actividades que va a ejecutar durante ese mes. Este cronograma debe contener la siguiente información:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- a. Listado de actividades asociadas al programa de reposición o modernización en subestaciones.
 - b. Objetivo específico de cada una de las actividades.
 - c. Circuitos, transformadores y número de usuarios que se prevé afectar por cada una de las actividades.
 - d. Fecha y hora inicial y final prevista para cada una de las actividades. El tiempo total entre estas fechas no debe superar el tiempo máximo de referencia reportado al SUI.
- iii. Máximo 3 días hábiles después del último día del mes en el que se finalicen los trabajos, mediante comunicación escrita o correo electrónico dirigido a la SSPD, el OR debe enviar el informe de ejecución real del mes de trabajo, el cual debe contener lo siguiente:
- a. Listado de actividades realizadas con el respectivo registro fotográfico.
 - b. Circuitos, transformadores y número de usuarios realmente afectados por cada una de las actividades.
 - c. Fecha y hora real de inicio y fin de cada actividad. El tiempo real total no podrá exceder el tiempo máximo de referencia. Las duraciones reales adicionales que sobrepasen los tiempos de referencia no serán excluidas.

En caso de que un OR no reporte a la SSPD el cronograma previsto y/o el informe de ejecución real, en los plazos establecidos anteriormente, se entiende que no realizó los trabajos y por lo tanto no podrá excluir eventos por este concepto.

En caso de que la SSPD lo considere necesario, se podrá solicitar información adicional al OR en relación a las actividades ejecutadas.

A los usuarios:

Informar a los usuarios afectados con una anticipación no mayor a ocho días y no menor a 48 horas, mediante publicación en un medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada. El OR debe de todas formas garantizar el envío automático de un mensaje de texto o de correo electrónico brindando esta información a todos los usuarios de quienes tenga este tipo de contacto. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a 72 horas y requerirá una comunicación escrita por parte de la empresa.

Los soportes de los eventos excluidos y los anuncios correspondientes a eventos programados, excluidos y no excluidos, deberán mantenerse disponibles por el término del periodo tarifario y cinco (5) años más para consulta de la CREG y para efectos de seguimiento, control y vigilancia de la SSPD, o para el proceso de verificación de la información de que trata el numeral 5.2.12.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Ningún evento diferente a los anteriores podrá incluirse como exclusión, a menos que una autoridad competente lo declare como fuerza mayor o caso fortuito.

5.2.3 Calidad media del sistema

La calidad media del sistema se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes de un OR.

La calidad media del sistema se mide a través de los indicadores que se definen en el numeral 5.2.3.1.

A los OR se les aplicará el esquema de incentivos que se establece en el numeral 5.2.3.2, a través del cual se evaluará la calidad media entregada con respecto a las metas de calidad anuales de que trata el numeral 5.2.3.2.1.

5.2.3.1 Indicadores de calidad media

La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los SDL, que se establecen como se describe a continuación.

El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60$$

Donde:

SAIDI_{j,t}: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR *j*, durante el año *t*, medido en horas al año.

D_{i,u,m}: Duración en minutos del evento *i*, sucedido durante el mes *m*, que afectó al activo *u* perteneciente al SDL del OR *j*.

NU_{i,u,m}: Número de usuarios que fueron afectados por el evento *i* sucedido durante el mes *m*, conectados al activo *u*.

UT_{j,m}: Número total de usuarios conectados al SDL del OR *j* en el mes *m*.

m: Mes del año *t*, con enero = 1, ..., diciembre =12.

El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}}$$

Donde:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $SAIFI_{j,t}$: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t , medido en cantidad al año.
- $NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m , por encontrarse conectados al activo u .
- $UT_{j,t}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m .
- m : Mes del año t , con enero = 1, ..., diciembre =12.

Cada OR es responsable del cálculo de estos indicadores y la información que deberá utilizar para ello es la reportada con base en lo establecido en el numeral 5.2.11.3.2 y la información de vinculación de que trata el literal a del numeral 5.2.10.

5.2.3.2 Esquema de incentivos a la calidad media

Con base en el desempeño anual de la calidad media de cada OR se debe aplicar un incentivo expresado como un valor que se adiciona o se resta del ingreso anual a reconocerle. El OR tendrá incentivo tanto por el desempeño medido con el indicador de duraciones $SAIDI_{j,t}$, como por el indicador de frecuencia $SAIFI_{j,t}$.

El desempeño anual de la calidad media de cada OR se mide a partir de la comparación de los indicadores $SAIDI_{j,t}$ y $SAIFI_{j,t}$, con respecto a la meta anual fijada para cada uno de estos indicadores, $SAIDI_{M_{j,t}}$ y $SAIFI_{M_{j,t}}$, según en lo establecido en el numeral 5.2.3.2.1. El cálculo de los indicadores $SAIDI_{j,t}$ y $SAIFI_{j,t}$ debe realizarse con base en la información de los eventos sucedidos en los circuitos y transformadores de los niveles de tensión 2 y 3 y en los transformadores de nivel de tensión 1, reportada según lo establecido en el numeral 5.2.11.3.

Los incentivos serán iguales a cero cuando los indicadores anuales de calidad media del sistema se encuentren dentro de la banda de indiferencia de la calidad media definida, para cada indicador y para cada año, como se muestra a continuación:

- a. Para el indicador de duración: región cuyo límite superior es igual a $1.005 * SAIDI_{M_{j,t}}$ y límite inferior es igual a $0.995 * SAIDI_{M_{j,t}}$.
- b. Para el indicador de frecuencia: región cuyo límite superior es igual a $1.005 * SAIFI_{M_{j,t}}$ y límite inferior es igual a $0.995 * SAIFI_{M_{j,t}}$.

5.2.3.2.1 Metas de calidad media

La meta anual con respecto a la calidad promedio del sistema de cada OR será calculada por la CREG como resultado de aplicar una reducción del 8% anual con respecto a los indicadores de referencia de cada OR, que serán establecidos por la CREG en la resolución particular que apruebe los ingresos anuales.

Para efectos de cumplir con la obligación prevista en el primer inciso del artículo 136 de la Ley 142 de 1994 los OR deberán abstenerse de incumplir las metas de calidad media anual a las que se refiere el inciso anterior durante dos períodos consecutivos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

La meta para el indicador de duración de los eventos sucedidos en el SDL de cada OR se obtiene con base en la siguiente expresión:

$$SAIDI_{M_{j,t}} = (1 - 0.08) * SAIDI_{M_{j,t-1}}$$

Donde:

SAIDI_{M_{j,t}}: Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año, a ser alcanzada por el OR *j* al finalizar el año *t*.

SAIDI_{M_{j,t-1}}: Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año, para el año *t-1*. Para el primer año de aplicación del esquema de calidad de cada OR esta variable será igual al indicador de referencia, *SAIDI_{R_j}*, de que trata el numeral 5.2.5.

La meta para el indicador de frecuencia de los eventos sucedidos en el SDL de cada OR se obtiene con base en la siguiente expresión:

$$SAIFI_{M_{j,t}} = (1 - 0.08) * SAIFI_{M_{j,t-1}}$$

Donde:

SAIFI_{M_{j,t}}: Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año, a ser alcanzada por el OR *j* al finalizar el año *t*.

SAIFI_{M_{j,t-1}}: Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año, para el año *t-1*. Para el primer año de aplicación del esquema de calidad de cada OR esta variable será igual al indicador de referencia, *SAIFI_{R_j}*, de que trata el numeral 5.2.5.

Los indicadores de referencia, *SAIDI_{R_j}* y *SAIFI_{R_j}*, son calculados por la CREG con base en lo establecido en el numeral 5.2.5.

A los OR que tengan indicadores de referencia de calidad media iguales o inferiores a los indicadores de largo plazo, *SAIFI_{LP}* y *SAIDI_{LP}*, no se les calcularán metas de mejora anual. No obstante, los valores de los indicadores de largo plazo serán considerados como sus indicadores de referencia y de meta para la aplicación de los incentivos por los indicadores de duración y frecuencia.

Después del año 5 del periodo tarifario, esta estimación de las metas de calidad anual de cada OR se continuará aplicando hasta tanto no se expida una nueva regulación que la modifique, con excepción de los OR que alcancen las metas de largo plazo, tanto en duración como en número de interrupciones, establecidas en el numeral 5.2.3.2.2. A estos OR aplican las reglas establecidas en el párrafo anterior.

5.2.3.2.2 Incentivos a la calidad media

Los incentivos debidos al desempeño del OR, medidos con el indicador de duración o con el indicador de frecuencia, deben ser calculados por cada OR, utilizando los indicadores de calidad reportados al SUI y con base en las disposiciones que se establecen a continuación.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.3.2.2.1 Incentivo por indicador de duración

Para el cálculo del incentivo por el indicador de duración se establece la siguiente expresión:

$$IC_SAIDI_{j,t} = If_SAIDI_{j,t} + Iv_SAIDI_{j,t}$$

Donde:

IC_SAIDI_{j,t}: Incentivo de calidad por duración de eventos, aplicable al OR *j* durante el año *t* del periodo tarifario, expresado en pesos de la fecha de corte.

If_SAIDI_{j,t}: Incentivo fijo por duración de eventos, que obtiene el OR *j*, durante el año *t* del periodo tarifario, expresado en pesos de la fecha de corte.

Iv_SAIDI_{j,t}: Incentivo variable por duración de eventos, que obtiene el OR *j*, durante el año *t* del periodo tarifario, expresado en pesos de la fecha de corte.

Para determinar el valor del incentivo fijo, *If_SAIDI_{j,t}*, se debe utilizar el indicador de calidad *SAIDI_{j,t-1}* y tener en cuenta lo siguiente:

- a. Si el *SAIDI_{j,t-1}* se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *If_SAIDI_{j,t}* será igual a cero.
- b. Si el *SAIDI_{j,t-1}* es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *If_SAIDI_{j,t}* se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If_SAIDI_{j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.2.

- c. Si el *SAIDI_{j,t-1}* es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *If_SAIDI_{j,t}* se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If_SAIDI_{j,t} = -0,04 * \max \left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n} , \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \right)$$

Donde:

Crr_{j,n}: Costo de reposición de referencia del OR *j* en el nivel de tensión *n* al inicio del periodo tarifario, de que trata el numeral 6.4.2.

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.2.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Para determinar el valor del incentivo variable, $Iv_SAIDI_{j,t}$, se debe utilizar el indicador de calidad $SAIDI_{j,t-1}$ y tener en cuenta lo siguiente:

- e. Si el $SAIDI_{j,t-1}$ se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1, el $Iv_SAIDI_{j,t}$ será igual a cero.
- f. Si el $SAIDI_{j,t-1}$ es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1, el $Iv_SAIDI_{j,t}$ se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv_SAIDI_{j,t} = (SAIDI_R_j - SAIDI_CI_{j,t-1}) * \frac{Ivi_SAIDI\ max_{j,t}}{SAIDI_R_j - SAIDI_LP}$$
$$SAIDI_CI_{j,t-1} = \max (SAIDI_LP , SAIDI_{j,t-1})$$
$$Ivi_SAIDI\ max_{j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

- $SAIDI_R_j$: Indicador de duración de referencia de los eventos sucedidos en el SDL, en horas al año, de que trata el numeral 5.2.5.
- $SAIDI_CI_{j,t-1}$: Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el $SAIDI_{j,t-1}$ es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia.
- $SAIDI_{j,t-1}$: Indicador de duración de los eventos sucedidos en el SDL alcanzado por el OR j en el año $t-1$, calculado con base en lo establecido en el numeral 5.2.3.1.
- $Ivi_SAIDI\ max_{j,t}$: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos, para el OR j , en el año t , cuando el $SAIDI_{j,t-1}$ es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia.
- $SAIDI_LP$: Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos, fijada en 2 horas/año.

- g. Si el $SAIDI_{j,t-1}$ es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1, el incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv_SAIDI_{j,t} = (SAIDI_M_{j,t-1} - SAIDI_CS_{j,t-1}) * \frac{(Ivs_SAIDI\ max_{j,t})}{2 * SAIDI_R_j - 2 * SAIDI_LP - SAIDI_M_{j,t-1}}$$
$$SAIDI_CS_{j,t-1} = \min(SAIDI_{j,t-1} , 2 * SAIDI_R_j - 2 * SAIDI_LP)$$
$$Ivs_SAIDI\ max_{j,t} = 0,04 * \max \left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n} , \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \right)$$

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Donde:

- SAIDI_M_{j,t-1}*: Meta de duración de los eventos para el OR *j*, para el año *t-1*.
- SAIDI_CS_{j,t-1}*: Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el *SAIDI_{j,t-1}* es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
- SAIDI_R_j*: Indicador de duración de referencia de los eventos, en horas al año, de que trata el numeral 5.2.5.
- SAIDI_LP*: Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos, fijada en 2 horas/año.
- SAIDI_{j,t-1}*: Indicador de duración de los eventos alcanzado por el OR *j* en el año *t-1*, calculado con base en lo establecido en el numeral 5.2.3.1.
- Ivs_SAIDI_max_{j,t}*: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos, para el OR *j*, en el año *t*, cuando el *SAIDI_{j,t-1}* es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
- Crr_{j,n}*: Costo de reposición de referencia del OR *j* en el nivel de tensión *n* al inicio del periodo tarifario, de que trata el numeral 6.4.2.
- BRAEN_{j,n,t-1}*: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.2.

5.2.3.2.2 Incentivo por indicador de frecuencia

$$IC_SAIFI_{j,t} = If_SAIFI_{j,t} + Iv_SAIFI_{j,t}$$

Donde:

- IC_SAIFI_{j,t}*: Incentivo de calidad por frecuencia de eventos, aplicable al OR *j*, durante el año *t* del periodo tarifario.
- If_SAIFI_{j,t}*: Incentivo fijo por frecuencia de eventos, que obtiene el OR *j*, durante el año *t* del periodo tarifario.
- Iv_SAIFI_{j,t}*: Incentivo variable por frecuencia de eventos, que obtiene el OR *j*, durante el año *t* del periodo tarifario.

Para determinar el valor del incentivo fijo, *If_SAIFI_{j,t}*, se debe utilizar el indicador de calidad *SAIFI_{j,t-1}* y tener en cuenta lo siguiente:

- a. Si el *SAIFI_{j,t-1}* se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *If_SAIFI_{j,t}* será igual a cero.
- b. Si el *SAIFI_{j,t-1}* es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *If_SAIFI_{j,t}* se obtiene utilizando la siguiente expresión:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$If_SAIFI_{j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.2.

c. Si el *SAIFI_{j,t-1}* es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *If_SAIPI_{j,t}* se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If_SAIFI_{j,t} = -0,04 * \max \left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n} , \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \right)$$

Donde:

Crr_{j,n}: Costo de reposición de referencia del OR *j* en el nivel de tensión *n* al inicio del periodo tarifario, de que trata el numeral 6.4.2.

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.2.

Para determinar el valor del incentivo variable, *Iv_SAIPI_{j,t}*, se debe utilizar el indicador de calidad *SAIFI_{j,t-1}* y tener en cuenta lo siguiente:

e. Si el *SAIFI_{j,t-1}* se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *Iv_SAIPI_{j,t}* será igual a cero.

f. Si el *SAIFI_{j,t-1}* es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el *Iv_SAIPI_{j,t}* se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv_SAIFI_{t,j} = (SAIFI_R_j - SAIFI_CI_{j,t-1}) * \frac{Ivi_SAIFI\ max_{j,t}}{SAIFI_R_j - SAIFI_LP}$$

$$SAIFI_CI_{j,t-1} = \max (SAIFI_LP , SAIFI_{j,t-1})$$

$$Ivi_SAIFI\ max_{j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

SAIFI_R_j: Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad, de que trata numeral 5.2.5.

SAIFI_CI_{j,t-1}: Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el *SAIFI_{j,t-1}* es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- SAIFI_{j,t-1}*: Indicador de frecuencia de los eventos, alcanzado por el OR *j* en el año *t-1*, calculado con base en lo establecido en el numeral 5.2.3.1.
- Ivi_SAIFI max_{j,t}*: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de los eventos, para el OR *j*, en el año *t*, cuando el *SAIFI_{j,t-1}* es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia.
- SAIFI_LP*: Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de eventos, fijada en 9 veces/año.
- BRAEN_{j,n,t-1}*: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.2.

g. Si el *SAIFI_{j,t-1}* es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año *t-1*, el incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv_SAIFI_{j,t} = (SAIFI_M_{j,t-1} - SAIFI_CS_{j,t-1}) * \frac{(Ivs_SAIFI\ max_{j,t})}{SAIFI_M_{j,t-1}}$$
$$SAIFI_CS_{j,t-1} = \min(SAIFI_{j,t-1}, 2 * SAIFI_R_j - SAIFI_LP)$$
$$Ivs_SAIFI\ max_{j,t} = 0,04 * \max\left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}\right)$$

Donde:

- SAIFI_M_{j,t-1}*: Meta de frecuencia de eventos para el OR *j*, para el año *t-1*.
- SAIFI_CS_{j,t-1}*: Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el *SAIFI_{j,t-1}* es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
- SAIFI_R_j*: Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad, de que trata numeral 5.2.5.
- SAIFI_LP*: Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de los eventos, fijada en 9 veces/año.
- SAIFI_{j,t-1}*: Indicador de frecuencia de eventos, alcanzado por el OR *j* en el año *t-1*, calculado con base en lo establecido en el numeral 5.2.3.1.
- Ivs_SAIFI max_{j,t}*: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de eventos, para el OR *j*, en el año *t*, cuando el *SAIFI_{j,t-1}* es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
- Crr_{j,n}*: Costo de reposición de referencia del OR *j* en el nivel de tensión *n* al inicio del periodo tarifario, de que trata el numeral 6.4.2.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR *j* en el nivel de tensión *n* para el año *t-1*, calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1.2.

5.2.3.2.3 **Ingreso anual por incentivos de calidad media**

Los incentivos obtenidos por el desempeño en la calidad media, que serán aplicados en el ingreso de cada OR, se determinan de la siguiente manera:

$$INCC_{j,n,t} = INCD_{j,n,t} + INCF_{j,n,t}$$
$$INCD_{j,n,t} = IC_SAIDI_{t,j} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$$
$$INCF_{j,n,t} = IC_SAIFI_{t,j} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$$

Donde:

- INCC_{j,n,t}*: Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio del OR *j* en el nivel de tensión *n*, en el año *t*.
- INCD_{j,n,t}*: Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de duración del nivel de tensión *n*, del OR *j*, en el año *t*.
- INCF_{j,n,t}*: Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de frecuencia del nivel de tensión *n*, del OR *j*, en el año *t*.
- IC_SAIID_{t,j}*: Incentivo de calidad aplicable al OR *j*, durante el año *t* del periodo tarifario, calculado como se establece en el numeral 5.2.3.2.2.1.
- IC_SAIFI_{t,j}*: Incentivo de calidad aplicable al OR *j* durante el año *t* del periodo tarifario, calculado como se establece en el numeral 5.2.3.2.2.2.
- BRAE_{j,n,o}*: Base regulatoria de activos eléctricos del nivel de tensión *n*, al inicio del periodo tarifario, según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.

5.2.4 **Niveles de calidad individual**

Los niveles de calidad individual del servicio en los SDL se identificarán a través de los indicadores DIU y FIU que se describen más adelante. Estos indicadores se utilizarán para identificar los niveles mínimos de calidad que deben garantizar los OR, así como los niveles individuales de calidad brindada mensual y anualmente por los OR por grupo de calidad. La comparación entre los mínimos garantizados y la calidad individual brindada dará lugar a la aplicación del esquema de compensaciones descrito en el numeral 5.2.4.3.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.4.1 Grupos de calidad para la medición individual

Los grupos de calidad identifican zonas geográficas cuya unidad mínima es el área urbana o rural de un municipio; estas zonas comparten características similares en términos del nivel de ruralidad y del riesgo de falla que podrían tener los circuitos eléctricos allí ubicados debido a la presencia de factores físicos externos.

El nivel de ruralidad se define clasificando los municipios en función del número total de sus habitantes según lo establezca el último censo oficial del DANE. Para este efecto se adoptan tres niveles de ruralidad: zona urbana de los municipios con una población total igual o superior a 100.000 habitantes, zona urbana de los municipios con una población total menor a 100.000 habitantes y zona rural de todos los municipios. La zona rural corresponderá estrictamente con las zonas que en cumplimiento del artículo 30 de la Ley 388 de 1997 hayan sido clasificadas como zonas rurales en el plan de ordenamiento territorial (POT) vigente de cada municipio.

El índice de riesgo de falla, IRF, define el riesgo asociado a la posible ocurrencia, severidad y afectación de factores climáticos, atmosféricos, topográficos y fisiográficos, como son el nivel ceráunico, la precipitación, la elevación sobre el nivel el mar, la densidad de descargas a tierra, los días con lluvia y la salinidad. Se adoptan tres niveles de riesgo: bajo, medio y alto, según sea el valor del IRF.

Cada grupo de calidad es identificado mediante el nombre *grupo xy*, en donde la variable *x* representa el nivel de ruralidad IR y la variable *y* representa el nivel de riesgo IRF, según se indica a continuación:

Tabla 6 Grupos de calidad

				NIVEL DE RURALIDAD		
				IR=1	IR=2	IR=3
				≥100.000 habitantes	<100.000 habitantes	Zona rural
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRF≤22	1	11	21	31
	MEDIO	22<IRF≤45	2	12	22	32
	ALTO	45<IRF≤100	3	13	23	33

Cada municipio del SIN se clasifica dentro de un grupo de calidad, de acuerdo con el IRF que le corresponda según se establece en el capítulo 16 y el IR correspondiente al número de habitantes.

Los transformadores pertenecerán al grupo de calidad al cual pertenece el municipio, o la zona del municipio, en el cual se encuentren ubicados y los usuarios al grupo de calidad del transformador al que se encuentren conectados, independientemente de si el transformador es un activo de uso o un activo de conexión.

5.2.4.2Indicadores de calidad individual

Los indicadores de calidad individual se establecerán a nivel de usuario.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El indicador DIU representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$DIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,n,q,ma}$$
$$DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,n,q,m}$$

Donde:

- DIU_{u,n,q,m}*: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por el usuario *u*, conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, en un periodo de doce meses que termina en el mes *m* de evaluación.
- DIUM_{u,n,q,m}*: Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario *u*, conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, durante el mes *m* de evaluación.
- D_{i,u,n,q,m}*: Duración en horas del evento *i* que afectó al usuario *u* conectado al nivel de tensión *n* que pertenece al grupo de calidad *q* durante el mes *m*.
- IT*: Número total de eventos sucedidos en el mes *m*.

El indicador FIU representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m FIUM_{u,n,q,ma}$$
$$FIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,n,q,m}$$

Donde:

- FIU_{u,n,q,m}*: Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario *u* conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, en un periodo de doce meses que termina en el mes *m* de evaluación.
- FIUM_{u,n,q,m}*: Número total de eventos percibidos por el usuario *u*, conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, durante el mes *m* de evaluación.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$F_{i,u,n,q,m}$: Evento i que afectó al usuario u conectado al nivel de tensión n , que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m .

Para la aplicación del esquema de compensaciones se establecen indicadores de calidad mínima garantizada que representan una cantidad máxima anual de horas interrumpidas, $DIUG$, y de veces en las que ocurren eventos, $FIUG$, que les corresponde a los OR garantizar a los usuarios de las redes del SDL. Estos indicadores se establecen por OR, por grupo de calidad y por nivel de tensión, para el nivel 1 y en forma agregada para los niveles 2 y 3, y se mantienen fijos para todo el período tarifario.

Los indicadores de calidad mínima anual garantizada se expresarán así:

$DIUG_{j,n,q}$: Duración máxima anual en horas de eventos que deben recibir los usuarios del OR j conectados al nivel de tensión n y que pertenecen al grupo de calidad q .

$FIUG_{j,n,q}$: Número máximo anual de eventos que deben recibir los usuarios del OR j conectados al nivel de tensión n y que pertenecen al grupo de calidad q .

Los indicadores $DIUG$ y $FIUG$ anual para cada OR corresponderán al percentil 85 de la distribución de usuarios, en cada nivel de tensión, para el nivel 1 y en forma agregada para los niveles 2 y 3, y en cada grupo de calidad, ordenados en forma ascendente en función de las duraciones y en función de la frecuencia de los eventos. En ningún caso el valor de los indicadores $DIUG$ y $FIUG$ será mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda.

La CREG definirá el valor de estos indicadores para cada OR con base en la información que se indica en el numeral 5.2.5 y los establecerá en la resolución particular que les apruebe el ingreso.

Después del año 5 del periodo tarifario, los indicadores $DIUG$ y $FIUG$ para cada OR que se usarán para aplicar el esquema de compensaciones corresponderán al 80% de los $DIUG$ y $FIUG$ estimados según lo indicado en el numeral 5.2.5.

5.2.4.3 Esquema de compensaciones

Para evaluar el cumplimiento de la garantía de calidad y determinar si un usuario debe o no ser compensado, mensualmente se medirán los indicadores de calidad individual anual, $DIU_{u,te}$ y $FIU_{u,te}$ y serán comparados contra los indicadores de calidad mínima garantizada, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$ establecidos para cada OR. Estos últimos indicadores corresponden a los establecidos en el numeral 5.2.3.2.

Los indicadores de calidad individual anual serán calculados por cada OR a partir de los registros de eventos consignados en la base de datos de calidad del LAC, ocurridas en su SDL durante el período de evaluación, y demás información requerida que haya sido reportada al SUI en los formatos y condiciones que la SSPD establezca. El OR deberá elaborar y mantener un documento que soporte los cálculos correspondientes.

En cada factura de los usuarios se debe indicar el nivel de calidad mínimo garantizado al cual tiene derecho el usuario, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$, la calidad

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

individual real brindada hasta el mes de corte de la factura, $DIU_{u,te}$ y $FIU_{u,te}$, y los indicadores $DIU_{u,n,q,m}$ y $FIU_{u,n,q,m}$ del correspondiente mes. Si la factura corresponde a más de un mes, se deberá indicar esta información de calidad de cada uno de los meses cubiertos por la factura.

Los criterios y condiciones para determinar el valor de la compensación son los siguientes:

- Si en el mes m se obtiene que el indicador $DIU_{u,n,q,m}$ de un usuario es menor o igual al $DIUG_{j,n,q}$ establecido para el OR, el valor de la variable VCD_f que se indica mas adelante será igual a cero.
- Si en el mes m se obtiene que $DIU_{u,n,q,m}$ es mayor o igual al $DIUG_{j,n,q}$ el usuario recibirá compensación si se cumple la siguiente condición:

$$DIUG_{j,n,q} - DIU_{u,n,q,m} - THC_{u,n,q,m-1} < 0$$

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

$$HC_{u,n,q,m} = \min(0, DIUG_{j,n,q} - DIU_{u,n,q,m} - THC_{u,n,q,m-1})$$

Donde:

$THC_{u,n,q,m-1}$: Total de horas compensadas al usuario u , conectado al nivel de tensión n , que pertenece al grupo de calidad q , hasta el mes $m-1$

De lo contrario el valor de la variable VCD_f será cero.

- Si en el mes m se obtiene que el indicador $FIU_{u,n,q,m}$ de un usuario es menor o igual al $FIUG_{j,n,q}$ establecido para el OR, el valor de la variable VCF_f que se define más adelante será igual a cero.
- Si en el mes m se obtiene que $FIU_{u,n,q,m}$ es mayor o igual al $FIUG_{j,n,q}$ el usuario recibirá compensación si se cumple la siguiente condición:

$$FIUG_{j,n,q} - FIU_{u,n,q,m} - TVC_{u,n,q,m-1} < 0$$

$$TVC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} VC_{u,n,q,ma}$$

$$VC_{u,n,q,m} = \min(0, FIUG_{j,n,q} - FIU_{u,n,q,m} - TVC_{u,n,q,m-1})$$

Donde:

$TVC_{u,n,q,m-1}$: Total de eventos compensados al usuario u , conectado al nivel de tensión n , que pertenece al grupo de calidad q , hasta el mes $m-1$

De lo contrario el valor de la variable VCF_f será cero.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Cuando al corte de un mes un usuario sea sujeto de compensación por uno o por ambos indicadores, el valor a descontar por el OR en la factura en la que se incluya ese mes, se estimará utilizando la siguiente expresión:

$$VC_f = VCD_f + VCF_f$$

$$VCD_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC$$

$$VCF_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC$$

Donde:

- VC_f : Valor total a compensar al usuario en la factura f .
- VCD_f : Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento de la duración máxima de eventos.
- VCF_f : Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento del número máximo de eventos garantizado.
- $\%_t$: Porcentaje de descuento del cargo de distribución por compensación aplicable al año t , el cual se aplicará así: Para $t=1$, 8%; $t=2$, 10%; $t=3$, 12%; $t=4$, 14%; $t=5$, 16%; $t=6$, 18% y $t\geq 7$, 20%.
- $Dt_{n,j,m,t}$: Cargo de distribución del nivel de tensión n del OR j para el mes m del año t .
- CEC : Consumo estimado a compensar en kWh según factura f .

El consumo estimado a compensar del usuario, CEC , se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$CEC = \frac{CF_f}{720 * m_f - EXC_T - DIU_T} * \sum_{m=1}^{m_f} (DIUM_{u,n,q,m}) + m_c * \frac{CF_f}{m_f}$$

Donde:

- CF_f : Consumo facturado al usuario en la factura f en kWh.
- EXC_T : Duración agregada de los eventos excluidos que afectaron al usuario u durante el período facturado.
- DIU_T : Duración agregada de los eventos que afectaron al usuario u durante el período facturado.
- $DIUM_{u,n,q,m}$: Según se define en el numeral 5.2.4.1. Cuando el usuario no sea objeto de compensación en el mes m , esta variable toma el valor de cero.
- m_f : Número de meses facturados en la factura f
- m_c : Número de meses del período facturado durante los cuales el usuario recibe compensación

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El comercializador será el responsable de calcular y aplicar las compensaciones correspondientes a cada usuario y en cada factura, con base en los indicadores de cada usuario, información reportada por el OR al SUI.

Si un usuario sujeto de compensación se encuentra en mora en el mes de aplicación de la compensación, ésta no le será pagada. El comercializador debe reportar de manera independiente las compensaciones efectivamente pagadas y las no pagadas en los formatos que establezca para el efecto el SUI. La suma total de las compensaciones no pagadas a los usuarios durante un año del período tarifario, por encontrarse en mora, deberá ser reportada por el OR al LAC durante los primeros diez (10) días calendario del siguiente año, con el objeto de que este último lo descuenta del cargo de distribución por calidad correspondiente al siguiente año.

$$CONP_{j,t} = \sum_{um=1}^n VC_{f,um,t-1}$$

Donde:

$CONP_{j,t}$: Valor total a descontar al OR j en el año t por las compensaciones no pagadas durante el año $t-1$.

$VC_{f,um}$: Valor a compensar en la factura f del año $t-1$ del usuario en mora um .

5.2.5 Indicadores de referencia y de calidad mínima garantizada

Los indicadores de referencia, $SAIDI_{Rj}$ y $SAIFI_{Rj}$, y los indicadores de calidad mínima garantizada, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$ serán calculados y definidos en la resolución de aprobación de cargos que expida la CREG, a partir de la información contenida en los reportes diarios y trimestrales hechos por el OR j , durante el año 2016, al sistema denominado “índices de calidad SDL, INDICA”, considerando las exclusiones que allí se reportaron, pero excluyendo adicionalmente la duración y frecuencia de los eventos con duración menor o igual a tres (3) minutos. La información de vinculación de los usuarios a las redes de distribución será obtenida del SUI.

Para el cálculo de los indicadores de referencia de los OR que no reportaron información al sistema INDICA se utiliza la información reportada al SUI durante el año 2016, afectando este cálculo por la relación que resulta de comparar la información con y sin la desagregación de los eventos menores o iguales a tres (3) minutos de los OR que reportaron a INDICA.

Para las empresas que no reportaron información al sistema INDICA y tampoco reportaron información al SUI o el reporte a este sistema es incompleto o de mala calidad, los indicadores de referencia son calculados por la CREG como un promedio de los indicadores de referencia de las empresas que más se parezcan en cantidad de km de redes de media tensión y transformadores de nivel 1, por grupo de calidad.

5.2.6 Indicadores adicionales

Además de los indicadores de calidad media e individual utilizados para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones los OR deben calcular y reportar los indicadores adicionales que se describen a continuación.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Estos indicadores adicionales no serán tenidos en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones y solo serán utilizados con fines de análisis estadísticos.

5.2.6.1 Indicadores con eventos de circuitos de nivel de tensión 1

Los OR deben calcular indicadores adicionales de calidad media e individual con la información de eventos en circuitos y transformadores de nivel de tensión 2 y 3 y transformadores de nivel de tensión 1 más la información de eventos sucedidos en los circuitos de nivel de tensión 1.

Los indicadores adicionales que incluyen eventos de circuitos de nivel de tensión 1, deberán notarse de manera diferente a la notación utilizada para los indicadores que se emplean en la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones a la calidad.

5.2.6.2 Indicadores adicionales de calidad media

Los OR y el LAC deben calcular los siguientes indicadores adicionales de calidad media:

- a) Indicador de frecuencia momentánea de eventos, $MAIFI_{j,t}$, calculado utilizando la información de los eventos menores a tres (3) minutos, como se describe a continuación:

$$MAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,t}}{UT_{j,t}} / 60$$

$MAIFI_{j,t}$: Indicador de frecuencia momentánea de eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t . [veces/año]

$NU_{i,u,t}$: Número de usuarios conectados al activo u que fueron afectados por el evento i de duración menor a tres (3) minutos, sucedido durante el año t .

$UT_{j,t}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el año t .

- b) Indicador de duración promedio de eventos por usuario, $CAIDI_{j,t}$, calculado como se describe a continuación:

$$CAIDI_{j,t} = \frac{SAIDI_{j,t}}{SAIFI_{j,t}}$$

Donde:

$SAIDI_{j,t}$: Indicador de duración promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t . [horas/año]

$SAIFI_{j,t}$: Indicador de frecuencia promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t . [veces/año]

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.7 Alumbrado público

Al servicio de distribución prestado por el OR para el servicio de alumbrado público, SALP, le aplicarán las reglas de calidad definidas en esta resolución. Para todos los efectos, en cada transformador al cual se halle conectada una red de alumbrado público se considerará que existe un consumidor de alumbrado público del OR, CALP, que será contabilizado para efectos de realizar la estimación de los indicadores de calidad media para aplicar el esquema de incentivos, y los indicadores de calidad individual para compensarlo cuando haya lugar.

Cuando el transformador sea de uso compartido con el SALP, el CALP pertenecerá al nivel de tensión 1, en caso contrario pertenecerá al nivel 2. Para la medición del consumo, el OR debe utilizar los medidores instalados por el municipio de acuerdo con la obligación establecida en el artículo 16 de la Resolución CREG 123 de 2011. En caso de no contar con medidor, el consumo debe estimarse con base en el aforo de la carga de la red de alumbrado público conectada al transformador.

La suma de las compensaciones ocasionadas por el servicio prestado, medido en cada transformador, será la compensación total que debe incluirse en la factura.

5.2.8 Usuarios que inyectan energía a la red

En los contratos de conexión de generación, asociada a excedentes de autogeneración sin excepción, debe incluirse una cláusula explícita en la cual se establezca la compensación monetaria que el OR deberá pagar a este usuario cuando la red no esté disponible para inyectar energía generada por la planta. Tanto los contratos nuevos, como los contratos vigentes a la entrada en vigencia de esta resolución, deben ajustarse a lo dispuesto en este artículo. En los reportes de eventos al LAC, los OR tienen la obligación de indicar cuando un evento afectó una conexión de generación.

5.2.9 Contratos de calidad extra

El usuario que lo requiera podrá solicitar al OR la realización de un contrato de calidad extra, mediante el cual las partes acordarán los valores máximos de duración y frecuencia de los eventos que el OR se comprometerá a brindarle en forma adicional a los mínimos garantizados establecidos por la regulación, la forma en que el usuario pagará por esta calidad adicional y las compensaciones que se generarán por el incumplimiento.

La negociación de estos contratos considerará la posibilidad de realizar un acuerdo de mayor pago por el servicio de distribución a cambio de garantizar las mejores condiciones de continuidad acordadas.

Los acuerdos objeto de estos contratos deben tener en cuenta que en todo caso el OR deberá cumplirle al usuario los estándares mínimos garantizados de que trata el numeral 5.2.4 y las compensaciones que de estos se derivan, por lo que el acuerdo que se haga en el contrato de calidad extra será por la diferencia entre los niveles mínimos garantizados y los nuevos valores que se acuerden entre el OR y el usuario.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Para el efecto, dentro un término máximo de seis meses, contados a partir de la entrada en vigencia de esta resolución, cada OR deberá adoptar un procedimiento para la solicitud y acuerdo final de este tipo de contratos, el cual deberá ser informado a cada uno de los clientes y publicados en su página de internet en forma visible y de fácil acceso para todos los usuarios. Máximo 15 días calendario después de realizada una solicitud por parte de un usuario, el OR deberá enviar copia de la misma a la CREG y a la SSPD a través de los medios y las condiciones que para el efecto definan estas entidades. El resultado final de las negociaciones debe ser también enviado a la CREG y a la SSPD, en las condiciones que para el efecto definan estas entidades.

5.2.10 Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones

Los OR tienen la obligación de cumplir en forma permanente los requisitos que se indican a continuación:

- a. Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3 y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.
- b. Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen como mínimo las condiciones establecidas en esta resolución.
- c. Sistema de gestión de la distribución, DMS.
- d. Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito.
- e. Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual por lo menos debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d anterior.
- f. Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. Los OR tendrán un plazo máximo de un año para el cumplimiento de este requisito, contado a partir de la entrada en vigencia de esta resolución.

El OR deberá garantizar que en todo momento los requisitos d, e y f se mantengan operativos por lo menos en el 90% de los circuitos que deben contar con el equipo.

La verificación de estos requisitos deberá ser contratada por el OR y realizada por firmas seleccionadas del listado definido por el CNO según lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Como resultado de la verificación el OR deberá enviar dentro de los plazos y condiciones previstos en la mencionada resolución, copia a la CREG y a la SSPD del informe de la firma seleccionada en el que se certifique, en forma clara y sin ambigüedades, el cumplimiento de los mencionados requisitos. En el caso de las empresas que no entraron a aplicar el esquema de calidad definido en la Resolución CREG 097 de 2008, el primer informe de verificación debe ser enviado a la CREG y a la SSPD en un plazo máximo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución y los informes posteriores deben ser enviados dentro de los plazos y condiciones previstos en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya.

5.2.10.1 Condiciones para el cumplimiento de requisitos

El cumplimiento de los anteriores requisitos estará sujeto a las siguientes condiciones de verificación y de aplicación del esquema de incentivos, sin perjuicio de las acciones que adelante la SSPD para los OR que han incumplido la aplicación del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.

- a. Todos los OR tendrán un plazo máximo de 24 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución que apruebe sus ingresos anuales para certificar por primera vez el cumplimiento del requisito establecido en el literal f del numeral 5.2.10. En caso contrario, a partir del mes 25 se les aplicará un incentivo negativo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2, utilizando los máximos valores posibles. Este incentivo negativo se mantendrá hasta el mes en el que el OR certifique el cumplimiento de los requisitos. A partir de la certificación recibirá el incentivo calculado de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.
- b. Los OR que al primer mes del primer año completo de aplicación de su ingreso aprobado no tengan certificados los requisitos del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, o no hayan certificado el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta Resolución, exceptuando el requisito indicado en el literal a anterior, en forma inmediata estarán sujetos a la aplicación de un incentivo negativo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2, utilizando los máximos valores posibles. Este incentivo negativo se mantendrá hasta el mes en el que el OR certifique el cumplimiento de los requisitos. De todas formas, el plazo máximo para la certificación es de quince (15) días antes del inicio del segundo año. A partir de la certificación recibirá el incentivo calculado de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.

5.2.10.2 Remuneración de inversiones para cumplimiento de requisitos

Todos los OR tendrán la obligación de incluir las inversiones necesarias para cumplir los requisitos del numeral 5.2.10, con excepción del requisito establecido en el literal f del mismo numeral, en: i) en los planes de inversión que para el primer año presente el OR según lo establecido en el literal b del numeral 6.4 o, ii) en caso de que el OR escoja la opción de presentar su plan de inversiones a partir del segundo año, el mínimo reconocimiento de inversiones que le aplicará la CREG para ese primer año.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Lo anterior, siempre y cuando los activos necesarios no se encuentren dentro del inventario de activos utilizado para la definición de la base regulatoria de activos del OR al inicio del periodo tarifario, según numeral 3.1.1.1.

5.2.11 Información básica para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones

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

5.2.11.1 Medición de los eventos

Los OR deben disponer de dos equipos de corte y maniobra en las redes de los niveles de tensión 2 y 3, que puedan ser medidos y controlados de manera remota. El primero de los equipos mencionados debe estar instalado en la cabecera de cada circuito mientras que el segundo debe estar instalado en el punto del circuito que el OR determine, dentro de los plazos que para tal fin se definen en el numeral 5.2.10.

Adicional a los dos equipos de corte y maniobra mencionados, los OR deberán tener instalado en cada circuito de su sistema otro elemento telemedido de detección de ausencia/presencia de tensión, que debe estar ubicado con base en los criterios de carga o longitud que el OR determine.

Para los equipos instalados en la cabecera de los circuitos se deberá capturar y registrar tanto las medidas de corriente y tensión como los eventos de aperturas o cierres durante su operación con la respectiva estampa de tiempo en una resolución de un (1) milisegundo. En el caso de los equipos de corte y de detección de ausencia o presencia de tensión, instalados en puntos diferentes a la cabecera de los circuitos, como mínimo se deberá capturar y registrar los eventos de aperturas o cierres durante su operación con la respectiva estampa de tiempo en una resolución de un (1) milisegundo.

El OR debe garantizar que los equipos se mantengan funcionando el 90% del tiempo y que las estampas de tiempo de los eventos estén sincronizadas con la hora oficial colombiana, a través de los protocolos utilizados para su supervisión.

5.2.11.2 Registro de la información de los eventos

El sistema de gestión de la distribución, DMS, deberá contar con la capacidad de registro de los eventos sucedidos en las redes del OR; los cuales deberán estar almacenados en una sola base de datos, de tal forma que puedan ser utilizados para los procesos de consulta y reporte. El DMS deberá estar compuesto por un sistema SCADA, un sistema de información histórica, HIS; un sistema de información geográfico, GIS; un sistema de gestión de eventos, OMS; un sistema de información de usuarios, CIS; un sistema de información de cuadrillas, CMS y un servicio de reporte de eventos vía telefónica, IVR. Todos estos sistemas deben contar con una plataforma integrada de operación con interfaces que les permitan comunicarse entre ellos.

La información de eventos debe ser registrada en el OMS con base en la información capturada a través de los equipos de corte y maniobra mencionados en el numeral 5.2.10. La información de eventos en circuitos que no sea

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

capturada través de estos equipos y la información de eventos en transformadores y circuitos de nivel de tensión 1 deberá ser registrada en el OMS con base en los reportes de eventos hechos por los usuarios a través de la interfaz con el IVR y por las cuadrillas a través del CMS.

A efectos de garantizar la confiabilidad y la calidad de la medición y de la información resultante, el OR deberá obtener y mantener vigente una certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución.

El registro de los eventos debe responder a un procedimiento el cual garantice que, de manera veraz y verificable, el OR mantenga un seguimiento cronológico de todos los eventos que suceden a nivel de circuito, transformador y red de nivel de tensión 1. Para este registro debe haberse utilizado la información capturada por los elementos que miden los eventos, tales como equipos de corte y maniobra e indicadores de falla y los reportes hechos por los usuarios y las cuadrillas de mantenimiento.

Los procedimientos de registro deben ser diseñados por cada OR y ser parte del certificado de gestión de calidad mencionado.

Toda la información registrada en el HIS de cada OR deberá mantenerse salvaguardada y estar disponible en línea para consulta por un término mínimo de cinco (5) años para efectos de vigilancia, control y regulación. Posteriormente a este período, la información deberá ser almacenada en un sistema de archivamiento externo de largo plazo.

La información a registrar para cada evento será la siguiente:

- a. código de evento,
- b. stampa de tiempo de inicio y finalización del evento en una resolución de un (1) milisegundo del evento,
- c. código de elementos afectados, ya sea circuitos de niveles de tensión 1, 2 o 3 o transformadores de niveles de tensión 1, 2 o 3,
- d. causa del evento,
- e. carga total interrumpida o energía no suministrada en kWh por cada evento, y,
- f. de existir, cantidad de energía declarada como disponible que no pudo ser entregada e identificación del generador afectado.

La causa del evento mencionado en el literal d debe ser seleccionada del listado de causas que para tal fin defina la CREG mediante circular. Para esto, el CNO deberá proponer a la CREG un listado en donde se identifiquen todas las posibles causas de eventos que pueden darse en los SDL y deberá asociar cada uno de ellos según la clasificación de eventos definida en el numeral 5.2.1 y en caso de que ser excluible, deberá asociarse a alguno de los eventos que se identifican en el numeral 5.2.2. Este listado deberá publicarse para comentarios de todos los interesados y enviarse a la CREG en un plazo de tres (3) meses contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.11.3 Reporte de la información de eventos

Los OR deben reportar al LAC los eventos sucedidos en las redes y transformadores de los niveles de tensión 1, 2 y 3 y, con base en esta información, los OR deben calcular los diferentes indicadores de calidad que se definen en esta resolución.

A continuación, se describe el procedimiento y los tipos de reporte de información de eventos que deben realizar los OR al LAC, así como el informe que debe realizar el LAC a partir de esta información.

5.2.11.3.1 Procedimiento de reporte al LAC.

A efectos de reportar al LAC la información de eventos, los OR deberán hacerlo a través de un servicio web automático definido por el LAC, en cumplimiento de los detalles técnicos establecidos por este.

Es responsabilidad del LAC definir las características que deben cumplir los reportes y archivos del OR para garantizar la calidad y adecuada utilización de los reportes recibidos.

El reporte debe realizarse de forma automática desde los DMS (Sistema de Gestión de la Distribución) aplicando las reglas establecidas en este capítulo.

El LAC deberá publicar, dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, un plan de adecuaciones para la implementación del servicio web, las especificaciones técnicas y los formatos de reporte.

Los OR y el LAC dispondrán de 18 meses contados a partir de la expedición de la presente resolución para la implementación y adecuación del servicio web. Mientras se realizan las implementaciones acá indicadas, los OR deberán continuar realizando el reporte de eventos, mediante el mecanismo que venga utilizando para tal propósito.

En caso de que la SSPD o la CREG así lo requiera, el sistema dispuesto por el LAC deberá estar en capacidad de reportar información sobre los eventos en particular de un OR antes del plazo definido del reporte diario de información. A través de este requerimiento se podrá solicitar información inclusive del mismo día de operación.

Los eventos de alto impacto, definidos en el artículo 3, deberán ser reportados por los OR a la SSPD de manera inmediata a través del sistema dispuesto por el LAC.

Mientras el sistema dispuesto por el LAC no se encuentre activo, los eventos de alto impacto deberán ser reportados por los OR a la SSPD de manera inmediata a través de cualquier medio idóneo.

Los requerimientos que se realicen a través del sistema dispuesto por el LAC se harán acorde con la estructura que previamente definan la SSPD, la CREG y el LAC, estructura que será dada a conocer por el LAC a los OR.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.11.3.2 **Reporte diario de eventos al LAC.**

El OR debe reportar cada uno de los eventos sucedidos en su red durante las 24 horas del día de la operación. Esta información debe ser reportada al LAC en un plazo máximo de 36 horas contadas a partir de la finalización de cada día.

Con el fin de evitar posibles congestiones en los canales de comunicación y para garantizar la oportunidad de los reportes diarios, el LAC debe definir una hora de reporte a cada OR, entre las 9:00 horas y las 12:00 horas del día siguiente a la operación, la cual podrá rotarse mensualmente entre todos los OR a fin de procurar la posibilidad de reporte en los diferentes horarios posibles.

Dentro del rango horario establecido por el LAC al OR, este último debe reportar diariamente cada una de los eventos sucedidos en su red durante las 24 horas del día de la operación, informando para cada uno de ellos:

- a. código de evento,
- b. fecha (dd/mm/aaaa)
- c. hora inicial (hh:mm:ss),
- d. hora final (hh:mm:ss),
- e. código del elemento afectado (transformador de nivel de tensión 1, 2 o 3, o circuito de nivel de tensión 1, 2 o 3),
- f. causa asimilada a alguna de las identificadas en el listado de causas publicado en la circular de la CREG, de que trata el numeral 5.2.11.2,
- g. En caso de que el evento haya finalizado, se debe indicar con la letra N que el evento no continúa. En caso que el evento no haya finalizado, se debe identificar con la letra S, que el evento continúa.
- h. Para la aplicación del numeral 5.2.14, se debe indicar si el evento debe excluirse del cálculo de indicadores, dado que la red estaba en una ZNI.
- i. Para la aplicación del numeral 5.2.8 el OR debe informar si el evento afectó una conexión de generación.

Este reporte debe realizarse en los formatos y condiciones que definidos por el LAC para tal fin.

Los transformadores o circuitos no afectados por algún evento, deben reportarse identificando que no se presentaron incidencias en estos elementos.

El reporte debe ser conservado por el LAC por un periodo mínimo de cinco (5) años, para someterlo a verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD, si esta así lo requiere. Posterior a este período, la información debe ser almacenada en un sistema de archivamiento externo de largo plazo.

El OR debe utilizar para todos sus reportes el mismo código de elemento asignado para la vinculación reportada al SUI.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.11.3.3 Ajuste al reporte de eventos ante el LAC.

El OR podrá realizar modificar o eliminar eventos realizados en los reportes diarios cuando hayan existido errores. Para esto, dentro de los dos días hábiles siguientes a la finalización de cada mes el OR debe entregar al LAC, en los medios que este disponga, la constancia de radicación a la SSPD del informe de justificación de la modificación o eliminación de eventos el cual debe detallar, sustentar y probar las causas que generan la modificación o la eliminación de dicho evento.

El LAC no podrá permitir la modificación ni la eliminación de los eventos que el OR no haya incluido dentro del informe de justificación entregado a la SSPD.

El OR únicamente podrá ajustar sus cálculos de los indicadores de calidad media e individual, cuando haya cumplido con su obligación de radicar ante la SSPD el informe de justificación y cuando haya ajustado su reporte ante el LAC.

5.2.11.3.4 Informe de justificación de ajustes a eventos

Previo a la modificación o eliminación de eventos a las que se refiere el numeral 5.2.11.3.3, el OR radicará ante la SSPD un informe de justificación de la modificación o eliminación de eventos que pretenda solicitar al LAC.

En el informe el OR tendrá la carga de detallar, sustentar y probar las causas que causaron la modificación o la eliminación de dicho evento.

En caso de que el OR no presente ante la SSPD el informe de justificación, este deberá abstenerse de eliminar y modificar los eventos ante el LAC y deberá incluirlos en el cálculo de los indicadores de calidad media e individual.

5.2.11.3.5 Informe del LAC.

Dentro de los quince (15) días siguientes a la finalización de cada mes el LAC debe calcular los indicadores de calidad media e individual de cada OR, con base en los reportes diarios y mensuales realizados por estos y la información reportada al SUI de vinculación de los usuarios a la red de distribución. El LAC deberá publicar los cálculos en su página web para consulta de los OR, de la SSPD y de la CREG.

Esta información deberá utilizarse como insumo de comparación durante las verificaciones a la información de que trata el numeral 5.2.12 y por lo tanto, en caso de existir diferencias entre los cálculos del LAC y del OR, el OR debe identificarlas y justificarlas dentro del documento de soporte de que trata el numeral 5.2.11.4.

5.2.11.4 Reporte de indicadores, incentivos y compensaciones al SUI

La información de los indicadores de calidad media e individual, así como los incentivos y compensaciones resultantes de la aplicación del esquema definido en esta resolución, deben ser reportados por los OR al SUI.

Dentro de los primeros quince (15) días de cada mes el OR debe reportar al SUI los indicadores de calidad media acumulados hasta el mes anterior, en los formatos establecidos para tal fin. Los indicadores de calidad media y los

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

incentivos resultantes de la aplicación del esquema deben ser reportados por los OR dentro de los primeros quince (15) días del mes de enero del año $t+1$ y a partir del mes de febrero del año $t+1$ debe iniciarse un nuevo acumulado con el reporte de los indicadores de calidad media del ese año. En estas mismas condiciones y plazos los OR deben reportar los indicadores de calidad adicionales de que trata el numeral 5.2.6.

Con respecto a los indicadores de calidad individual el OR debe reportarlos al SUI dentro de los primeros quince (15) días de cada mes, y para cada uno de los usuarios que se conectan a su red. Esta información debe ser consultada por el comercializador que atiende al respectivo usuario quien debe calcular la compensación a que haya lugar, según el periodo que se esté facturando.

El OR debe elaborar un documento de soporte del cálculo de los indicadores de calidad media e individual y de los incentivos calculados y debe mantenerlo disponible para el proceso de verificación de la información que se establece en esta resolución o para revisión de la SSPD si esta entidad así lo requiere. Este documento debe ser conservado por el OR por un término mínimo de cinco (5) años.

El comercializador debe reportar las compensaciones aplicadas a cada usuario y todas las variables que calcule en los formatos comerciales en los que reporta periódicamente el consumo de energía facturado.

5.2.12 Verificaciones a la información

Adicional a las verificaciones de cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 5.2.10, el OR debe contratar una verificación a la información registrada y reportada sobre los eventos sucedidos en su sistema, así como a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, en los términos establecidos en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la adicione, modifique o sustituya.

Los resultados de estas verificaciones deberán ser entregados a la CREG y la SSPD con el propósito de que esta última, en ejercicio de sus funciones, establezca si el respectivo OR ha incurrido en conductas sancionables por violaciones a la ley y/o a los actos administrativos a los que está sujeto, todo sin perjuicio de la responsabilidad penal que pueda deducirse de estas conductas.

5.2.13 Responsabilidades de información sobre la calidad en los SDL

5.2.13.1 Responsabilidades de los OR

Los OR tienen las siguientes responsabilidades y obligaciones con respecto al esquema de calidad del servicio en el SDL:

- a. Asignar los códigos de circuitos, transformadores y usuarios de su red.
- b. Suministrar al comercializador los códigos de vinculación de usuarios a circuitos y transformadores.
- c. Mantener actualizada la vinculación de usuarios a las redes del SDL para garantizar la aplicación adecuada del esquema de incentivos y compensaciones.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- d. Garantizar que cada usuario pueda comunicarse de manera gratuita con el sistema de atención telefónica IVR a través de cualquier línea telefónica móvil o fija disponible en el país, la cual debe ser exclusiva para el reporte de los eventos percibidos por el usuario.
- e. Dentro de los plazos establecidos, calcular los indicadores de calidad media y los incentivos correspondientes.
- f. Reportar la información de indicadores e incentivos al SUI, de acuerdo con los requerimientos y plazos establecidos para tal fin.
- g. Reportar la información de eventos al LAC, de acuerdo con los requerimientos y plazos establecidos en esta resolución.
- h. Mantener permanentemente actualizada y reportada al SUI la base de datos georreferenciada de su red, e informar mensualmente al comercializador sobre los cambios en la vinculación que se hayan producido.
- i. Mantener por un término mínimo de cinco años, para efectos de la aplicación de las verificaciones a la información o para revisión y consulta de la SSPD si esta así lo requiere, el soporte de cada una de las clasificaciones de eventos por exclusión o eliminación realizadas con respecto a sus reportes diarios y mensuales al LAC.
- j. Las demás responsabilidades y obligaciones establecidas en esta resolución con respecto a la calidad del servicio en los SDL.

5.2.13.2 Responsabilidades de los comercializadores

Son responsabilidades y obligaciones del comercializador:

- a. Con base en la información de indicadores reportada por los OR al SUI, calcular las compensaciones mensuales a aplicar a cada usuario sujeto de la misma.
- b. En la factura de energía, aplicar los valores a compensar que se deriven del esquema de calidad del servicio.
- c. En cada factura que emita el comercializador a sus usuarios deberá presentar la siguiente información, con base en la información contenida en el SUI:
 - i. Código del circuito y del transformador al cual se encuentra conectado el usuario.
 - ii. Grupo de calidad al cual pertenece el usuario.
 - iii. Indicadores de calidad individual garantizada utilizados en la facturación del mes o meses correspondientes.
 - iv. Indicadores de calidad individual utilizados en la facturación del mes o meses correspondientes. Cuando la facturación corresponda a más de un mes, esta información debe incluirse de manera discriminada.
 - v. Valor a compensar al usuario cuando sea a lugar.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- vi. Nombre y dirección del OR del sistema al que se conecta el usuario y el número telefónico a través del cual se puede comunicar con el IVR del OR para informar sobre la ocurrencia de eventos.

5.2.14 Calidad en empresas o en redes que se interconecten al SIN

5.2.14.1 Empresas que se conectan al SIN provenientes de una ZNI

Las empresas distribuidoras que venían prestando el servicio en una zona no interconectada, ZNI, y se interconectan al SIN adquiriendo la calidad de OR, en los términos definidos en esta resolución, deberán comenzar a reportar al LAC la información de eventos sucedidos en su sistema, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que apruebe su ingreso.

El nuevo OR contará con un plazo máximo de cinco (5) años, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la resolución que apruebe su ingreso, para certificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 5.2.10. A partir de ese momento el OR deberá dar inicio a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecido en este capítulo.

Si transcurrido este plazo el OR no ha certificado el cumplimiento de requisitos, a partir del siguiente mes, y durante todo el siguiente año, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.

Las metas de calidad media que deberán alcanzar estos OR, para cada año restante del periodo tarifario, serán establecidas por la CREG y por tanto el OR deberá solicitarlas mediante comunicación escrita, con una antelación mínima de dos meses al inicio de la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones. Las metas serán establecidas con los mismos criterios definidos en el numeral 5.2.3.2.1, pero considerando la información reportada durante los últimos veinticuatro (24) meses.

5.2.14.2 ZNI que se conecta a la red de un OR del SIN

Cuando la red de una empresa distribuidora que venía prestando el servicio en una ZNI es interconectada a la red de un OR existente del SIN, su información de eventos deberá ser reportada al LAC y al SUI pero no será considerada para el cálculo de los indicadores de calidad media y calidad individual del OR ni para la estimación de los incentivos y compensaciones correspondientes, hasta que hayan transcurrido cinco (5) años después de su interconexión. Dentro de este plazo, el OR debe certificar nuevamente el cumplimiento de los requisitos de telemedición y telecontrol en los circuitos de la red interconectada, y de vinculación cliente-transformador.

Si transcurrido este plazo el OR no ha certificado el cumplimiento de estos requisitos, a partir del siguiente mes, y durante todo el siguiente año, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.

El responsable de la medición, registro y reporte de la calidad y de la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones siempre será el OR al cual se han conectado las redes provenientes de la ZNI. Las metas de calidad media y de calidad individual que deberá alcanzar el OR no tendrán ninguna modificación.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

5.2.14.3 Conexión de nuevos usuarios por ampliación de cobertura

Si un OR, con el propósito de ampliar la cobertura del SIN, instala nuevas redes para conectar usuarios que previamente no tenían servicio, la información de eventos de la red ampliada deberá reportarse al LAC y será considerada para el cálculo de los indicadores de calidad media y calidad individual del OR que se utilizan para la estimación de los incentivos y compensaciones correspondientes. Las metas de calidad media y de calidad individual que deberá alcanzar el OR no tendrán ninguna modificación.

El OR tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para recertificar el cumplimiento de los requisitos de tele medición y telecontrol y de vinculación cliente-usuario. Si transcurrido este plazo el OR no ha certificado el cumplimiento de estos requisitos, a partir del siguiente mes, y durante todo el siguiente año, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.

5.2.15 Calidad de empresas que se fusionan o se escinden

Cuando una empresa distribuidora que venía prestando el servicio se escinde en dos o más empresas, cada una de las empresas escindidas deberá continuar reportando al LAC la información de eventos sucedidos en su correspondiente sistema, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que apruebe su ingreso.

Cada OR contará con un plazo máximo de seis (6) meses, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la resolución que apruebe su ingreso, para certificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 5.2.10. A partir del momento en que quede en firme la resolución que apruebe el ingreso, cada nuevo OR deberá dar inicio a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecido en este capítulo.

Transcurrido el plazo indicado anteriormente, el OR que no haya certificado el cumplimiento de requisitos, a partir del siguiente mes, y durante todo el siguiente año, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.

Las metas de calidad media que deberán alcanzar estos OR, para cada año restante del periodo tarifario, serán establecidas por la CREG y por tanto cada OR deberá solicitarlas mediante comunicación escrita, con una antelación mínima de dos meses al inicio de la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones. Las metas serán establecidas con los mismos criterios definidos en el numeral 5.2.3.2.1, pero considerando los eventos correspondientes a los transformadores y circuitos que le corresponden a cada OR.

Las mismas condiciones y criterios establecidos anteriormente aplicarán para el OR resultante de la fusión de una o más empresas.

5.2.16 Transición

A partir del primer día del mes siguiente al de finalización del trimestre al que pertenece el mes en el que entra en vigencia la resolución con la que se aprueba el ingreso de cada OR, debe iniciarse el reporte de información de eventos y la

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

aplicación de las disposiciones de calidad individual, con base en lo establecido en el numeral 5.2.4 de esta resolución.

Es obligación del OR y del comercializador aplicar los incentivos y compensaciones resultantes de la aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008, hasta el último trimestre reportado en cumplimiento de las disposiciones que dicha resolución definió, aun cuando exista traslapo en el reporte de los indicadores y en la aplicación de las compensaciones de las dos resoluciones.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 6. PLANES DE INVERSIÓN

Los OR deben presentar el plan de inversión para el periodo tarifario considerando los siguientes tipos de proyectos:

- a. **Tipo I:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- b. **Tipo II:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.
- c. **Tipo III:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- d. **Tipo IV:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

El OR debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los tipos señalados anteriormente.

6.1 CRITERIOS DE GENERALES

Los criterios generales que el OR debe aplicar para la formulación y presentación del plan de inversión son los siguientes:

- a. La identificación, evaluación de alternativas, valoración, priorización y ejecución de los proyectos de inversión es responsabilidad del OR.
- b. En el plan de inversión se debe analizar, cuantificar y valorar las necesidades de los usuarios y del mercado de comercialización atendido por el OR. Así como las diferentes alternativas consideradas para la solución de las necesidades identificadas.
- c. El horizonte de planeación del plan de inversión es de largo plazo (diez años) y los proyectos de inversión incluidos en la solicitud de remuneración deben corresponder a aquellos en un horizonte de ejecución de mediano plazo (cinco años).
- d. Todos los proyectos incluidos en el plan deben permitir el cumplimiento de las metas propuestas por los OR en los horizontes de planeación señalados.
- e. Las metas que se tracen los OR para la expansión, reposición, calidad del servicio y reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas deben ser alcanzables en el horizonte de tiempo del plan y deben corresponder con la situación actual y futura del mercado de comercialización.
- f. Los planes deben ser flexibles y adaptables a la evolución del mercado de comercialización, además deben considerar los riesgos potenciales y las acciones para mitigarlos.
- g. El plan de inversión debe identificar y valorar los beneficios esperados y los costos asociados.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- h. Los proyectos deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno, con base en los criterios y metodología definidos por el OR para la evaluación de sus proyectos.
- i. El plan de inversión debe ser económicamente eficiente y conducir a garantizar la prestación del servicio al menor costo económico en el mediano y largo plazo.
- j. El OR debe cumplir los requisitos para los planes de expansión establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.
- k. El plan debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014.
- l. Las inversiones deben incluir únicamente activos de uso.
- m. El plan de inversiones no debe incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público.
- n. El OR podrá incluir en el plan de inversión unidades constructivas especiales para lo cual debe dar aplicación a lo señalado en el capítulo 14 .
- o. El plan debe identificar, cuantificar y excluir de la valoración los proyectos, 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, en los términos que haya sido modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 o por aquella que lo modifique, adicione o sustituya.
- p. El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cinco (5) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.
- q. Las inversiones Tipo I y II que se realicen en el STR debe tener la aprobación de la UPME de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.3.4.
- r. El plan de inversión debe ser integral y en ese sentido debe incluir todos los niveles de tensión del sistema que opera el OR. No se pueden presentar planes parciales por nivel.

6.2 PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

En la solicitud de aprobación de ingresos y cargos para el siguiente periodo tarifario las empresas pueden optar por uno de los siguientes mecanismos:

- a. Presentación de un plan de inversiones, con un horizonte de cinco (5) años, con la solicitud de aprobación de cargos enviada a la Comisión.
- b. Presentación de un plan de inversiones, con un horizonte de cuatro (4) años, dentro de los 6 a 9 meses siguientes a la expedición de esta resolución. En este caso, la $BRAEN_{j,n,t}$, para el primer año del periodo tarifario se calcula de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.2.2.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El OR en su solicitud de cargos debe indicar a que mecanismo se acoge.

En caso que el OR no presente su plan de inversión en los plazos establecidos en los literales a) y b) de este numeral se considera que hay un incumplimiento a la regulación y una posible afectación de la calidad, seguridad y confiabilidad del STN, STR o SDL. La Comisión procederá a informar a la SSPD para lo de su competencia.

6.3 CONTENIDO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

Los OR deben presentar un plan de inversiones para el periodo 2019 - 2023 indicando para cada año los proyectos de inversión que se acometerán. Los proyectos deben agruparse en los tipos de inversión indicados en este capítulo.

El costo total de cada tipo de inversión debe ser expresado como un porcentaje del costo de reposición de referencia, CRR_j , del numeral 6.4.2.

El plan debe incluir como mínimo la información y los análisis solicitados en los numerales 6.3.1, 6.3.2 y 6.3.3.

El OR debe presentar un cronograma general de las inversiones a realizar y su ubicación geográfica a nivel de municipio.

Los elementos y aspectos que debe contener el resumen del plan de inversión, así como los requisitos detallados y los formatos de reporte que presente el OR se definirán de acuerdo con lo señalado en el artículo 5 de la presente resolución.

6.3.1 Diagnostico

El diagnóstico del STR y SDL debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- a. Estadísticas descriptivas.
- b. Evolución de la demanda.
- c. Cargabilidad de los elementos del sistema.
- d. Capacidad de corto circuito.
- e. Posibilidades de ampliación y reconfiguración de subestaciones.
- f. Perfil de antigüedad de los activos.
- g. Nivel de obsolescencia de los equipos.
- h. Nivel de calidad del servicio.
- i. Sistemas de información y control.

6.3.2 Proyectos de inversión motivados en la atención de demanda

Los criterios y lineamientos que deben cumplir los OR para la definición, identificación de alternativas y priorización de las inversiones Tipo I y II incluidas en el plan de inversión son los siguientes:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- a. Los proyectos de inversión deben estar acordes con los requerimientos de política pública, el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC, y el Plan de Referencia de Generación – Transmisión.
- b. El OR debe emplear para la elaboración del plan de inversión los criterios señalados en el numeral 3.3 del anexo general de la Resolución 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- c. El OR debe analizar por lo menos tres escenarios de crecimiento de la demanda e identificar las inversiones requeridas en cada escenario.
- d. Se deben asociar a los proyectos de inversión del plan a los escenarios de crecimiento de la demanda e identificar cuales proyectos pueden ser pospuestos o adelantados si las proyecciones de demanda son reajustadas.
- e. Las inversiones incluidas en el plan deben responder a las necesidades de crecimiento de la demanda como principal criterio de identificación y priorización y ser coherente con las proyecciones de demanda y potencia de la UPME para el horizonte de análisis.
- f. La identificación particular de las alternativas de inversión se debe realizar a partir de modelos de ingeniería de los STR y SDL y análisis técnico – económicos.
- g. Para la determinación de los proyectos de expansión el OR deberá considerar por lo menos dos alternativas para la solución de las restricciones técnicas que identifique: cargabilidad de transformadores, líneas, niveles de tensión fuera de los rangos permitidos, confiabilidad, energía no suministrada, pérdidas de energía, entre otros.
- h. Para la atención de nueva demanda el OR debe clasificar los proyectos considerando si es nueva infraestructura o implica la reposición de infraestructura existente para ampliar su capacidad de atención de demanda. Se deben incluir los proyectos de ampliación de la capacidad existente o de instalación de nuevas subestaciones o líneas para la atención de nuevas cargas en el sistema en los niveles de tensión 4, 3 y 2.
- i. En el caso del STR, los proyectos incluidos en el plan de inversión deben corresponder a aquellos identificados en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión más reciente y para los cuales la UPME recomiende su ejecución y emita concepto de aprobación al OR. Adicionalmente, el OR debe haber manifestado su intención de realizarlos de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- j. Los proyectos de inversión para el SDL deben ser consistentes con los proyectos identificados y aprobados para el STR y la infraestructura en operación en el sistema.
- k. El OR debe considerar la probabilidad de atrasos en la ejecución de los proyectos por factores externos.
- l. El OR debe presentar un resumen de la metodología empleada para la determinación de las inversiones, el cual debe incluir: la metodología,

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

requerimientos de información, información utilizada, supuestos, criterios de identificación de alternativas y principales variables empleadas.

- m. Los proyectos de inversión para la expansión de cobertura en las zonas interconectables del área de influencia del OR identificados por la UPME no deben ser incluidas en el plan. Para la remuneración de estos proyectos se deben seguir las reglas definidas en el capítulo 13.

6.3.3 Proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda

Los criterios y lineamientos que debe cumplir el OR para la definición, identificación de alternativas y priorización de las inversiones incluidas en el plan de inversión son los siguientes.

6.3.3.1 Inversiones Tipo III

El OR debe presentar los proyectos en reposición de activos dentro del plan de inversión de acuerdo con los siguientes lineamientos:

- a. Los proyectos deben estar orientados a la reposición eficiente de activos con el objetivo de asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.
- b. En el plan se deben identificar los activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 que por su estado, nivel de riesgo y antigüedad requieren ser reemplazados durante el periodo tarifario.
- c. El OR debe clasificar los activos de las subestaciones en activos que requieran ser reemplazados en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años.
- d. En el caso de los activos de líneas el OR debe clasificar los circuitos que requieren reposición en conductores, apoyos o elementos en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años.
- e. En el caso de elementos de control y comunicaciones del sistema el OR debe presentar un plan de reposición de acuerdo con el estado tecnológico de sus equipos.
- f. Las empresas deben priorizar los proyectos de reposición de activos considerando la antigüedad de los activos, la carga asociada al activo o conjunto de activos, la vulnerabilidad del sistema ante fallas de los activos, los ahorros en costos de operación y mantenimiento, entre otros.
- g. En el caso de activos de nivel de tensión 1, los proyectos de reposición de redes y transformadores de distribución debe incorporar criterios ambientales, técnicos, de antigüedad, de reducción de costos, entre otros.
- h. El OR debe realizar un análisis de riesgos para los activos agrupados en las categorías definidas en el capítulo 14. Adicionalmente, el OR debe establecer el perfil de antigüedad de los activos en las mismas categorías.
- i. Como resultado de este análisis de priorización se deben obtener los proyectos con mayor impacto y beneficio para la prestación del servicio de

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

acuerdo con los objetivos definidos por el OR en calidad del servicio, pérdidas, operación, etc.

- j. Los proyectos de inversión para el SDL deben ser consistentes con los proyectos identificados y aprobados para el STR y la infraestructura en operación en el sistema.
- k. El OR debe considerar la probabilidad de atrasos en la ejecución de los proyectos por factores externos.
- l. Se deben presentar análisis de beneficios asociados con la reposición, los beneficios pueden estar asociados con mejoras en la operación, mayor confiabilidad, disminución de interrupciones, reducción de riesgos de falla, etc. Los beneficios pueden obtenerse de la aplicación de análisis de riesgos.

6.3.3.2 Inversiones Tipo IV

El OR debe presentar dentro del plan de inversión los proyectos para el mejoramiento en la calidad y confiabilidad del servicio, reducción y mantenimiento de pérdidas, renovación tecnológica de los activos de uso del sistema y otras áreas que identifique de acuerdo con los siguientes criterios y lineamientos:

- a. Los proyectos de inversión deben estar orientados al mejoramiento en la calidad del servicio a partir de inversiones eficientes en activos que permitan asegurar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio.
- b. Los OR deben incluir las metas anuales de mejoramiento de la calidad y los proyectos de inversión acordes con dichas metas. Las inversiones corresponden a instalación de suplencias, instalación de equipos de telecontrol, sistemas de gestión de la distribución, etc.
- c. Los OR que no han entrado en el esquema de calidad definido en la Resolución CREG 097 de 2008 deben incluir dentro de los proyectos de inversión del primer año los activos necesarios para cumplir los requisitos señalados en esta resolución y demás normas aplicables. En todo caso, el OR que no presente el plan con la solicitud de aprobación de cargos deberá ejecutar estas inversiones durante el primer año.
- d. Los requisitos adicionales para la aplicación del esquema de calidad del servicio definidos en esta resolución deben incluirse dentro de los proyectos de inversión del primer año. En todo caso, el OR que no presente el plan con la solicitud de aprobación de cargos deberá ejecutar estas inversiones durante el primer año.
- e. Los OR podrán presentar proyectos de inversión, requeridos para la reducción de pérdidas de energía, que correspondan a la instalación de activos de uso como redes antifraude, equipos de medida en transformadores de distribución, transformadores de distribución, etc.
- f. Los planes deben contener las inversiones identificadas para la reducción de pérdidas acorde con las metas establecidas. Estas inversiones no se deben incluir en el cálculo de la variable CPROG.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- g. Los proyectos de inversión para el SDL deben ser consistentes con los proyectos identificados y aprobados para el STR y la infraestructura en operación en el sistema.

6.3.3.3 Valoración del plan de inversiones

El valor total del plan de inversión para cada año solicitado por el OR se calcula de la siguiente forma:

$$INVP_{j,t} = \sum_{n=1}^{N_j} \sum_{TI=1}^4 \sum_{l=1}^L INVT_{j,n,TI,l,t}$$

- INVP_{j,t}*: Valor total del plan de inversión solicitado por el OR *j* para el año *t*.
- INVT_{j,n,TI,l,t}*: Valor de la inversión del plan del OR *j* en el nivel de tensión *n*, en el tipo de inversión *TI*, en la categoría de activos *l* para el año *t*.
- N_j*: Numero de niveles de tensión del OR *j*.
- L*: Cantidad de categorías de activos.

El valor de la variable *INVT_{j,n,TI,l,t}* se calcula de la siguiente forma:

$$INVT_{j,n,TI,l,t} = \sum_{i=1}^{UCI_{j,n,TI,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCI_{j,TI,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

- INVT_{j,n,TI,l,t}*: Valor de la inversión del plan del OR *j* en el nivel de tensión *n*, en el tipo de inversión *TI*, en la categoría de activos *l* para el año *t*. Corresponde al valor de los activos valorados con las UC definidas en el capítulo 14.
- UCI_{j,n,TI,l,t}*: UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR *j* en el nivel de tensión *n*, en el tipo de inversión *TI*, en la categoría de activos *l* para el año *t*. No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.
- CR_i*: Valor de la UC *i*, definidas en el capítulo 14.
- PU_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida mediante cargos por uso.
- FU_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida por reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC definido en el capítulo 14. La Comisión publicará en circular aparte el peso relativo de cada componente de las UC.
- RPP_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

<i>TI:</i>	Tipo de inversión, como se define en este capítulo, toma los valores de 1, 2, 3 y 4.
$SNUCI_{j,TI,l,t}$:	UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR <i>j</i> sin nivel de tensión, en el tipo de inversión <i>TI</i> , en la categoría de activos <i>l</i> para el año <i>t</i> . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.
<i>Psn_j</i> :	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1/3, para OR con tres niveles de tensión es igual a 1/2 y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

6.3.3.4 Sistema de gestión de activos

El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

En la implementación del sistema de gestión de activos, el OR debe durante el primer año, realizar un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y el plan de trabajo para los próximos 4 años para obtener la certificación.

Anualmente, el OR debe informar el avance en el cierre de brechas y cuáles son las inversiones que se identificaron y se han realizado en la implementación del sistema.

6.3.4 Proyectos de inversión en el STR

Los proyectos de inversión en el STR Tipos I y II que se incluyan en el plan de inversión del OR deben tener la aprobación por parte de la UPME, para lo cual el OR debe acreditar con su solicitud lo siguiente:

- a. Presentación a la UPME del proyecto con las alternativas estudiadas y sus respectivas evaluaciones económicas.
- b. Aprobación de los proyectos del STR por la UPME, de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.

La UPME podrá establecer un procedimiento diferencial para los proyectos de inversión que sometan los OR a su aprobación considerando el valor de las inversiones y su impacto en la operación segura, confiable y con calidad en el SIN.

Los OR deberán suministrar toda la información que la UPME requiera, en las condiciones que esta señale, para realizar las actividades que se indican en este numeral.

6.4 APROBACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

Para la aprobación y remuneración de los planes de inversión se realizarán como mínimo los siguientes pasos:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- a. Revisión de la información suministrada por los OR en los formatos establecidos por la Comisión.
- b. Revisión del valor de las inversiones del plan para los niveles 1, 2 y 3 y su comparación con el valor máximo permitido.

El valor de la variable $VPIE_{j,t}$, calculada como aparece en el numeral 6.4.1 no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia CRR_j , calculado según lo establecido en el numeral 6.4.2.

- c. De manera excepcional, cuando en aplicación de los criterios y lineamientos establecidos en los numerales 6.1 y 6.3 el OR identifique la necesidad de proyectos de inversión que conducen a superar el límite establecido en el literal anterior, el OR podrá solicitar a la Comisión su aprobación. Para lo anterior, el OR debe suministrar todos los análisis técnicos, económicos y financieros que justifican la necesidad de los proyectos incluidos en el plan.
- d. El OR deberá realizar una presentación a la Comisión del plan de inversiones y la justificación y razonabilidad del mismo, en caso que esta lo considere necesario.
- e. La Comisión podrá contratar firmas especializadas para dar concepto sobre la razonabilidad de los planes de inversión presentados y las inversiones que incluyen.
- f. Los demás necesarios para dar cumplimiento a lo establecido en esta resolución.

El plan de inversión debe ser ajustado por el OR cuando no se suministre toda la información necesaria para demostrar el cumplimiento de los requisitos definidos por la Comisión o se supere el límite del ocho por ciento (8 %) del costo de reposición de referencia.

En caso que el plan de inversiones no sea aprobado, la Comisión solicitará al OR la revisión del mismo y durante el primer año la variable $BRAEN_{j,n,t}$ se calculará de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.2.2. Cumplido el plazo de un año, la variable $BRAEN_{j,n,t}$ será igual a cero.

En caso que el OR no presente su plan de inversión ajustado en los plazos señalados se considera que hay un incumplimiento a la regulación y una posible afectación de la calidad, seguridad y confiabilidad del STN, STR o SDL. La Comisión procederá a informar a la SSPD para lo de su competencia.

Los proyectos de inversión para la expansión de cobertura en las zonas interconectables del área de influencia del OR serán aprobados de acuerdo con las reglas del capítulo 13 y no hacen parte del valor del plan de inversión para evaluación.

6.4.1 Valor del plan de inversión para evaluación

El valor del plan de inversión solicitado por el OR para evaluación del límite establecido en el literal b del numeral 6.4 se calcula de la siguiente forma:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$VP_{IEj,t} = \sum_{n=1}^3 INVP_{j,n,t}$$

Donde:

$VP_{IEj,n,t}$: Valor del plan de inversión para evaluación del OR j en el nivel de tensión n , para el año t .

$INVP_{j,n,t}$: Valor de las inversiones del plan solicitado por el OR j en el nivel de tensión n , para el año t .

La variable $INVP_{j,n,t}$ se calcula de la siguiente forma:

$$INVP_{j,n,t} = \sum_{TI=1}^4 \sum_{l=1}^{L_n} INVT_{j,n,TI,l,t}$$

$INVP_{j,n,t}$: Valor de las inversiones del plan solicitado por el OR j en el nivel de tensión n , para el año t .

$INVT_{j,n,TI,l,t}$: Valor de la inversión del plan del OR j en el nivel de tensión n , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos l para el año t .

l : Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.

El valor de la variable $INVT_{j,n,TI,l,t}$ se calcula como aparece en el numeral 6.3.3.3.

6.4.2 Costo de reposición de referencia

El costo de reposición de referencia CRR_j se determina de la siguiente forma:

$$CRR_j = \sum_{n=1}^{N_j} Crr_{j,n}$$

La variable $Crr_{j,n}$ se calcula de la siguiente forma:

$$Crr_{j,n} = \left[\sum_{l=1}^{L_n} CRII_{j,n,l} + \sum_{l=1}^{L_n} CRIN_{j,n,l} \right] * \frac{IPP_0}{IPP_{base}}$$

Donde:

CRR_j : Costo de reposición de referencia del OR j al inicio del periodo tarifario.

$Crr_{j,n}$: Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo tarifario.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$CRII_{j,n,l}$:	Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n , para la categoría de activos l , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1.
$CRIN_{j,n,l}$:	Costo de reposición de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l , asociado con los activos que fueron puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.
l :	Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.
L_n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.
N_j :	Numero de niveles de tensión del OR j .
IPP_0 :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.
IPP_{base} :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

6.5 SEGUIMIENTO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

El seguimiento de la ejecución del plan de inversión se realizará considerando como mínimo los siguientes lineamientos:

- a. Anualmente el OR deberá presentar un informe sobre la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados. El formato y contenido mínimo del informe serán definidos por la Comisión en circular aparte.
- b. Los ajustes a los proyectos incluidos en el plan de inversión aprobado deben responder a la planeación de corto plazo adelantada por la empresa de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, complemento o sustituya.
- c. El informe debe ser enviado a la Comisión y a la SSPD, antes del último día hábil del mes de marzo de cada año. El informe también debe ser publicado en la página web del OR.
- d. De igual forma, anualmente se verificarán los indicadores de ejecución de los planes de inversión con base en la información presentada por los OR al SUI y a la CREG.
- e. Anualmente los OR deberán contratar la realización de una verificación de la ejecución del plan de inversión. Las verificaciones emplearan los reportes anuales, visitas a campo, muestreos y demás estrategias que permitan corroborar la ejecución de los proyectos reportados e incluidos en el plan de inversión.
- f. Las firmas serán seleccionadas de una lista que la Comisión establezca para tal fin y contratadas por el OR empleando un mecanismo de libre

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

conurrencia. Las reglas para la realización de la verificación serán establecidas en resolución posterior.

- g. El costo de las verificaciones se reconocerá en los gastos de administración, operación y mantenimiento de los OR.
- h. Cuando de las verificaciones se concluya que los proyectos de inversión no se han ejecutado de acuerdo con lo reportado, los ingresos y cargos se ajustarán independientemente de las acciones que adelante la SSPD dentro de sus competencias.
- i. La Comisión podrá solicitar la realización de verificaciones extraordinarias o contratar las que considere necesarias.

El OR debe presentar el valor de las inversiones puestas en operación clasificado en los tipos de activos de la siguiente manera:

El valor de la variable $INVTR_{j,n,TI,l,t}$ se calcula de la siguiente forma:

$$INVTR_{j,n,TI,l,t} = \sum_{i=1}^{UCO_{j,n,TI,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCO_{j,TI,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

$INVTR_{j,n,TI,l,t}$:	Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos l para el año t . Corresponde al valor de los activos valorados con las UC definidas en el capítulo 14.
$UCO_{j,n,TI,l,t}$:	UC puestas en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos l para el año t .
CR_i :	Valor de la UC i , definido en el capítulo 14.
PU_i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso.
FU_i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida debido a reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento intervenido respecto al valor total de la UC definidas en el capítulo 14.
RPP_i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
TI :	Tipo de inversión, como se define en este capítulo, toma los valores de 1, 2, 3 y 4.
$SNUCO_{j,TI,l,t}$:	UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j sin nivel de tensión, en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos l para el año t . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Psn_j: Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1/3, para OR con tres niveles de tensión es igual a 1/2 y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

La suma de la variable *INVTR_{j,n,Tl,l,t}* para todas las categorías de activos y tipos de inversión en el nivel de tensión *n* del OR *j* deberá coincidir con el valor de la variable *INVR_{j,n,t}*.

6.6 AJUSTE DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

Los OR pueden solicitar la revisión de los planes de inversión cada dos años contados a partir del inicio de su remuneración. Los lineamientos para la realización de los ajustes al plan de inversión son los siguientes:

- a. La solicitud de realización del ajuste del plan deberá realizarse a más tardar en el mes de agosto del año previo al del ajuste y deberá aplicar los criterios y lineamientos establecidos en el numeral 6.1 y contener lo solicitado en el numeral 6.3.
- b. Hasta que no se apruebe el ajuste del plan deberán aplicarse los valores aprobados en la última resolución.
- c. La empresa podrá solicitar el ajuste del plan de inversión siempre y cuando la modificación no conduzca a superar, en cada año, el ocho por ciento (8 %) del costo de reposición de referencia. Salvo lo definido en el literal c del numeral 6.4.
- d. Para la revisión de la solicitud de modificación del plan de inversiones la Comisión seguirá los pasos establecidos en el numeral 6.4.
- e. En caso que la demanda de energía del mercado de comercialización, no crezca o se reduzca en 3 trimestres consecutivos, el OR deberá enviar a la Comisión una evaluación de la viabilidad de la ejecución del plan de inversiones en proyectos tipo I y II.

6.7 PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

El OR debe adelantar una estrategia de comunicación para difundir entre los usuarios de su mercado de comercialización el plan de inversión, las metas de expansión, reposición, calidad y reducción y mantenimiento de pérdidas. La estrategia como mínimo deberá incluir:

- a. Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión para los usuarios del mercado de comercialización. El informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.
- b. Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.
- c. Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

La Comisión, en circular aparte, establecerá el contenido mínimo del informe anual a los usuarios, así como la información que debe ser publicada en el sitio web y la publicación en el diario.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se definen los métodos para la determinación de los índices de pérdidas por nivel de tensión, los índices de pérdidas de referencia de cada nivel de tensión al STN y la metodología para la implementación de los planes de gestión de pérdidas.

Los índices de pérdidas serán calculados y publicados por el LAC dentro de los primeros quince días de febrero y aplicados a partir de marzo de cada año con base en las resoluciones particulares y la información de ejecución de inversiones entregada anualmente por los OR.

7.1 PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN

Las pérdidas reconocidas por nivel de tensión para cada OR j se establecen a partir de aspectos técnicos en los niveles de tensión 4, 3, 2 y 1 y la distribución de pérdidas adicionales; considerando hasta el nivel de pérdidas reales en el nivel de tensión 1, sujeto al nivel de inversión del OR.

7.1.1 Pérdidas eficientes

7.1.1.1 Nivel de tensión 4, $Pe_{j,4,m,t}$

Las pérdidas en este nivel de tensión serán calculadas mensualmente por el LAC con el balance energético que resulte del reporte de las fronteras comerciales respectivas.

El primer cálculo utilizando el balance energético se realizará doce (12) meses después de la fecha de finalización de la primera verificación quinquenal de las fronteras de que trata el artículo 39 de la Resolución CREG 038 de 2014,

Mientras tanto, se calcularán, anualmente, índices para cada sistema que opera las redes en un mismo mercado de comercialización, mediante flujos de carga horarios con base en la información del año anterior al de cálculo.

El índice de pérdidas se aplicará por mercado de comercialización independientemente que se existan varios TR en un mismo sistema.

El primer calculo con flujos de carga horarios se deberá efectuar en marzo de 2018 y los índices resultantes serán aplicables una vez entren en vigencia los cargos particulares aprobados según la presente metodología.

Dichos índices deberán ser utilizados para todos los efectos a partir del mes de marzo del año de cálculo y estarán vigentes hasta que sean reemplazados en el año siguiente o hasta que se calculen los índices con base en el balance energético.

Las pérdidas de energía del nivel de tensión 4 del año t mediante flujos de carga horarios se calculan con la información real disponible del año $t-1$ del modelo eléctrico del redespacho, el programa de redespacho del período y fecha seleccionados, así como la topología de la red considerada en el mismo; el CND debe efectuar el siguiente procedimiento:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- a. Identificar cuatro días para cada uno de los meses del año $t-1$. El día hábil de mayor demanda a nivel nacional, el día hábil de menor demanda a nivel nacional, el primer sábado calendario y el primer domingo calendario.

Calcular, para cada una de las horas de los cuatro días de cada mes identificados en el paso anterior, las pérdidas de los sistemas de nivel de tensión 4 para cada OR definidas con las fronteras de su mercado de comercialización.

Las pérdidas deben calcularse en porcentaje respecto de la energía de entrada mediante flujos de carga horarios teniendo en cuenta la información técnica de líneas de transmisión de los STR y transformadores de conexión disponible en el documento de parámetros técnicos del SIN. En caso de que no existan datos técnicos de un elemento determinado, se deberán asumir valores de catálogo, normas técnicas o la mejor información disponible.

- b. Calcular el promedio simple de las pérdidas horarias para cada uno de los cuatro días de cada mes, en cada sistema.
- c. Entregar los datos obtenidos al LAC antes del 31 de enero de cada año.

Posteriormente al recibo de los datos, el LAC deberá calcular los índices de pérdidas del nivel de tensión 4 de la siguiente manera:

- a. Se obtendrá el promedio simple de los días hábiles de cada mes. Posteriormente se debe ponderar dicho valor con la cantidad de días hábiles del mes que corresponda. Se ponderará el valor obtenido para el día sábado de un mes determinado con la cantidad de sábados de dicho mes y el valor obtenido para el día domingo con la cantidad de domingos y festivos del mes. Se deben sumar los tres valores obtenidos para encontrar el índice de cada mes.
- b. El valor de pérdidas, en porcentaje, a publicar será el promedio simple de los datos de los doce meses del año para cada sistema.
- c. Publicar los valores obtenidos para cada sistema antes del quince del mes de febrero del año t . Los OR tendrán un plazo de tres (3) días hábiles para efectuar observaciones respecto de los cálculos.

Teniendo en cuenta las observaciones presentadas y en caso que se encuentren divergencias en los cálculos realizados respecto del proceso establecido, el LAC recalculará los valores de pérdidas y publicará los definitivos a más tardar el 25 día calendario del mes de febrero para aplicarlos a partir del mes de marzo.

7.1.1.2 Niveles de tensión 3 y 2, $Pe_{j,3}$ y $Pe_{j,2}$.

Los índices de pérdidas de niveles 3 y 2 se calculan de la siguiente manera:

- a. Para cada nivel de tensión se calcula la media y la desviación estándar de los índices de pérdidas aprobados a todos los OR, vigentes al momento de expedición de esta resolución.
- b. Según los resultados del numeral anterior, los OR se dividen en dos grupos, así: el primer grupo estará compuesto por aquellos OR cuyos índices de

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- pérdidas de nivel 2 y 3 sean iguales o inferiores a la suma de la media más la desviación estándar de los datos de cada nivel y, el segundo grupo estará compuesto por aquellos OR que registran al menos un índice con valor superior a la media más la desviación estándar de los datos de un nivel de tensión determinado.
- c. Los índices de los OR del primer grupo no deben presentar estudio de pérdidas y continuarán con los índices vigentes. En caso de que alguno de estos OR considere la posibilidad de presentar estudio de pérdidas técnicas, este debe cumplir con los criterios señalados en el literal d de este numeral,
 - d. Los índices de los OR del segundo grupo que se encuentren por encima de la media más la desviación estándar del respectivo nivel serán revisados, para lo cual cada OR deberá presentar un estudio de pérdidas técnicas en el nivel de tensión correspondiente que cumpla con los siguientes criterios:
 - i. Desarrollar el estudio con base en el análisis técnico y flujos de carga de sus sistemas de niveles de tensión 2 o 3,
 - ii. Utilizar la información topológica real de todo su sistema a la fecha de corte, presentando las variables solicitadas en la Circular CREG 015 de 2007, con un modelo de impedancia constante.
 - iii. En ningún punto del sistema se pueden presentar factores de potencia inferiores a 0,9.
 - iv. En ningún punto del sistema se pueden presentar valores de voltaje inferiores a los establecidos en las normas vigentes.
 - e. Se asignará el valor resultante de restar una desviación estándar a la media aritmética calculadas en el literal a de este numeral en los siguientes casos:
 - i. Cuando un OR presente un estudio que no cuente con la totalidad de los requisitos dispuestos en el literal d.
 - ii. Cuando un OR presente un estudio con inconsistencias en la información.
 - iii. Cuando un OR del segundo grupo no presente estudio de pérdidas conjuntamente con su solicitud de cargos.

7.1.1.3 Nivel de tensión 1, $Pe_{j,1}$

El índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1 se calcula con base en la siguiente expresión:

$$Pe_{j,1} = PT_{j,1} + PNT_{j,1}$$

Donde:

$PT_{j,1}$: Índice de pérdidas técnicas del OR j del nivel de tensión 1 según la tabla 6.2 del documento “Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1” de la Circular CREG 052 de 2010.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$PNT_{j,1}$: Índice de pérdidas no técnicas de referencia del nivel de tensión 1, en porcentaje, calculado según la siguiente expresión:

$$PNT_{j,1} = 2,9270313 + LR_j * 9,61323 * 10^{-5} + 1,5 * \frac{Eae_j}{Eae_{máx}}$$

Donde:

LR_j : km de líneas rurales de nivel de tensión 2 a la fecha de corte.

Eae_j : Energía entregada a usuarios en áreas especiales reportada al SUI durante el año anterior al de la fecha de corte por el OR j .

$Eae_{máx}$: Máximo valor de energía entregada a usuarios en áreas especiales. Corresponde a la información reportada al SUI durante el año anterior al de la fecha de corte por un mismo agente entre todos los que reportaron este tipo de información.

Los OR que no cuenten con el índice de pérdidas técnicas calculadas en la Circular CREG 052 de 2010 o aquellos que quieran presentar nuevamente su estudio deben calcular las pérdidas de energía modelando la red en este nivel de tensión de la siguiente manera:

- a. Se debe utilizar la información real de los transformadores y redes a través de los cuales se haya distribuido, como mínimo, el 80% de la energía vendida en el mercado de comercialización en dicho nivel durante el año anterior al de presentación del estudio.
- b. Para las áreas urbanas se deben modelar como mínimo el 90% de los transformadores existentes.
- c. Se debe considerar un modelo de impedancia constante, en ningún punto del sistema se pueden presentar factores de potencia inferiores a 0,9 y los valores de voltaje no pueden ser inferiores a los establecidos en las normas vigentes.
- d. La energía circulante en un año por las redes del nivel de tensión 1 no debe superar la energía de entrada a dicho nivel de tensión declarada por el OR.

El OR debe presentar a la CREG la totalidad de la información base de cálculo y en caso de no presentar información al respecto o que se encuentren inconsistencias, se le asignará a dicho OR un valor inferior en 0,5 puntos porcentuales al menor índice de pérdidas técnicas de la tabla 6.2 del documento “Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1” de la Circular CREG 052 de 2010.

7.1.2 Pérdidas reconocidas para OR que no aplican para optar a plan de reducción.

En este grupo se clasifican dos tipos de OR: i) los que tengan resolución particular de aprobación del índice de pérdidas del nivel de tensión 1 conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 172 de 2011 y ii) los OR que a la fecha de corte registren un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 igual o inferior al reconocido.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

7.1.2.1 Niveles de tensión 4, 3 y 2

Las pérdidas reconocidas de los niveles de tensión 4, 3 y 2 serán iguales a las resultantes de las siguientes expresiones:

$$P_{j,4,m,t} = Pe_{j,4,m,t}$$

$$P_{j,n,t} = Pe_{j,n}$$

Donde:

- $P_{j,4,m,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t .
- $Pe_{j,4,m,t}$: Índice de pérdidas eficientes para el OR j en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 7.1.1.1
- $P_{j,n,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión n , (con $n=3$ o 2) en el año t .
- $Pe_{j,n}$: Índice de pérdidas eficientes para el OR j en el nivel de tensión n , (con $n=3$ o 2), según lo establecido en el numeral 7.1.1.2.

7.1.2.2 Nivel de tensión 1

Para los OR que cuenten con resolución particular de aprobación del índice de pérdidas del nivel de tensión 1 conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 172 de 2011, se continuará aplicando el factor allí aprobado.

Para el OR que a la fecha de corte registre un índice de pérdidas real de nivel de tensión 1 igual o inferior al reconocido, el valor de la variable $P_{j,1,t}$ será igual al $Pe_{j,1}$ calculado según lo establecido en el numeral 7.1.1.3.

7.1.3 Pérdidas reconocidas para OR que pueden optar a presentar plan de reducción de pérdidas

En este grupo se incluyen los OR que a la fecha de corte registren un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 superior al reconocido.

Para estos OR se aplicarán los factores calculados por el LAC con base en la siguiente expresión:

$$P_{j,n,m,t} = Pe_{j,n,m,t} + Pad_{j,n,t}$$

- $P_{j,n,m,t}$: Índice de pérdidas reconocidas del nivel de tensión n del OR j a aplicar en el mes m del año t .
- $Pe_{j,n,m,t}$: Índice de pérdidas eficientes para el OR j en el nivel de tensión n según lo establecido en el numeral 7.1.1.
- $Pad_{j,n,t}$: Índice de pérdidas adicionales reconocidas para el OR j en el nivel de tensión n para el año t según lo establecido en el numeral 7.1.3.1

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

7.1.3.1 Pérdidas adicionales

A partir de la participación de la energía de cada nivel de tensión en el total de la energía de entrada al sistema del OR *j*, anualmente el LAC debe calcular los factores de pérdidas adicionales para cada uno de ellos, según las siguientes expresiones:

$$Pad_{j,n,t} = \frac{Epa_{j,n,t}}{\sum_{m=3}^{m-14} Ee_{j,n,m}}$$
$$Epa_{j,n,t} = Part_{j,n,t} * Epad_{j,t}$$
$$Part_{j,n,t} = \frac{EsVFC_{j,n,m-3} + EsVSFC_{j,n,m-3}}{\sum_{n=1}^N (EsVFC_{j,n,m-3} + EsVSFC_{j,n,m-3})}$$

Donde:

- Pad_{j,n,t}*: Fracción de pérdidas de energía adicional, en porcentaje, asignable al nivel de tensión *n* del OR *j* en el año *t*.
- Epa_{j,n,t}*: Energía de pérdidas adicionales asignada al nivel de tensión *n* del OR *j* en el año *t*.
- Ee_{j,n,m}*: Energía de entrada al sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* durante el mes *m*, expresada en kWh calculada según el numeral 7.3.7.1.
- Part_{j,n}*: Participación de la energía de entrada al nivel de tensión *n* del OR *j* respecto del total de energía de entrada al sistema.
- Epad_{j,t}*: Energía de pérdidas adicionales del OR *j* en el año *t* expresadas en kWh según el numeral 7.1.4.4.
- EsVFC_{j,n,m}*: Ventas de energía en las fronteras comerciales del nivel de tensión *n*, del mercado de comercialización servido por el OR *j*, para el mes *m* de la fecha de corte. Corresponde a la suma de las medidas en las fronteras comerciales registradas en el SIC para el mercado de comercialización servido por el OR *j*, sin referir al STN, para la venta de energía a usuarios no regulados de todos los comercializadores del mercado y de las de usuarios regulados de los comercializadores distintos al incumbente. Incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones.
- EsVSFC_{j,n,m}*: Ventas de energía en el sistema del OR *j*, en el nivel de tensión *n*, durante el mes *m* de la fecha de corte. Corresponde a las ventas de energía eléctrica, en kWh, de usuarios regulados del comercializador incumbente, que es facturado y reportado al SUI. Este valor incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

7.1.4 Cálculo de índices de pérdidas

El ASIC debe aplicar la metodología para el cálculo de las pérdidas totales de energía y las pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 definidas en este numeral.

Para determinar las pérdidas de energía se deberá emplear la información de las fronteras comerciales registradas en el ASIC y la reportada al SUI.

7.1.4.1 Pérdidas totales de energía

Las pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR *j* para el año *t* son:

$$PT_{j,t} = \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} Es_{j,n,m}$$

El índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR *j* para el año *t* es:

$$IPT_{j,t} = \frac{PT_{j,t}}{\sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} FsOR_{j,n,m}}$$

Donde:

<i>PT_{j,t}</i>	Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR <i>j</i> , para el año <i>t</i> , expresadas en kWh.
<i>IPT_{j,t}</i>	Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR <i>j</i> , para el año <i>t</i> . Al inicio del plan, <i>t</i> igual a cero, <i>t</i> = 0, corresponde al año que finaliza en la fecha de corte.
<i>Ee_{j,n,m}</i>	Energía de entrada al sistema del OR <i>j</i> en el nivel de tensión <i>n</i> durante el mes <i>m</i> , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.1.
<i>Es_{j,n,m}</i>	Energía de salida del sistema del OR <i>j</i> en el nivel de tensión <i>n</i> durante el mes <i>m</i> , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.2.
<i>FeNS_{j,n,m}</i>	Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema del OR <i>j</i> , al nivel de tensión <i>n</i> , durante el mes <i>m</i> , expresado en kWh, calculado como se establece en el numeral 7.3.7.3.
<i>FsOR_{j,n,m}</i>	Flujo de energía de salida desde el sistema del OR <i>j</i> en el nivel de tensión <i>n</i> , a otros STR y/o SDL, durante el mes <i>m</i> , expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el ASIC
<i>n</i>	Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía. Toma los valores de 1, 2, 3 o 4.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Cuando en un mercado de comercialización la energía vendida a usuarios en el nivel de tensión 4 sea igual o superior al 30 % de las ventas totales en dicho mercado sin incluir las ventas en el STN, las ventas en el nivel de tensión 4 no se incluirán en la energía de salida y de la energía de entrada se debe descontar las ventas de energía del nivel de tensión 4 afectadas por las pérdidas reconocidas.

7.1.4.2 Pérdidas de energía en el nivel de tensión 1

Para determinar las pérdidas de nivel de tensión 1, el ASIC debe realizar el balance de energía para los niveles de tensión superiores.

El índice de pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR *j* es:

$$PT_{j,1,t} = \frac{\sum_{m=-3}^{-14} (Ee_{j,1,m} - ES_{j,1,m})}{\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}}$$

Donde:

- PT_{j,1,t}* Índice de pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR *j* calculado para el año *t*. Al inicio del plan, *t* igual a cero, *t* = 0, corresponde al año que finaliza en la fecha de corte.
- Ee_{j,1,m}* Energía de entrada en nivel de tensión 1 del OR *j* durante el mes *m*, expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.1.
- ES_{j,n,m}* Energía de salida del sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n*, durante el mes *m*, expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.2

7.1.4.3 Pérdidas de energía reconocidas en el nivel de tensión 1

El factor de pérdidas de energía reconocidas en el nivel de tensión 1, *FPI_{j,t}*, se establece según el índice de pérdidas en la fecha de corte y en función de la inversión proyectada por el OR en cada año, según el plan de inversiones de que trata el numeral 3.1.1.2., y; con base en la siguiente expresión:

$$FPI_{j,t} = Ptr_{j,1,t} \left[1 - (t - 1) * \left(\frac{Ptr_{j,1,t} - Pe_{j,1}}{9 * Ptr_{j,1,t}} \right) \right]$$

Donde:

- FPI_{j,t}* Factor de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 para el OR *j* en el año *t*.
- Ptr_{j,1,t}* Índice de pérdidas de energía de transición del OR *j* en el nivel de tensión 1 para el año *t*, determinado en función del porcentaje de inversión y el índice de pérdidas del nivel de tensión 1 a la fecha de corte, según lo establecido en el numeral 7.1.4.3.1.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- t

Año de aplicación de los cargos con base en esta resolución. Su máximo valor será diez (10)
- $Pe_{j,1}$

Índice de pérdidas eficientes del OR j en el nivel de tensión 1 según lo establecido en el numeral 7.1.1.3.

7.1.4.3.1 Valor de pérdidas de energía de transición, $Ptr_{j,1,t}$

Este OR deberá aplicar el factor $Ptr_{j,1,t}$ dependiendo del nivel de inversión $X_{r,t}$ y de pérdidas iniciales $PT_{1,j,0}$ que correspondan, según la siguiente tabla:

Tabla 7. Variable $Ptr_{j,1,t}$ según inversión y pérdidas iniciales

% de Inversión	$PT_{j,1,0} \geq 23\%$	$23\% > PT_{j,1,0} \geq 19,1\%$	$19,1\% > PT_{j,1,0} \geq 15,2\%$	$15,2\% > PT_{j,1,0} \geq 11,3\%$
$X_{r,t} \geq 7\%$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$
$7\% > X_{r,t} \geq 6\%$	19,1%	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$
$6\% > X_{r,t} \geq 5\%$	15,2%	15,2%	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$
$5\% > X_{r,t} \geq 4\%$	11,3%	11,3%	11,3%	$PT_{j,1,0}$
$4\% > X_{r,t}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$

La variable $X_{r,t}$ se calcula según lo establecido en el numeral 7.1.4.3.2.

En el caso que el OR presente un nivel de pérdidas $PT_{j,1,0}$ inferior a 11,3% deberá aplicar las pérdidas eficientes $Pe_{j,1}$ con cualquier nivel de inversión.

7.1.4.3.2 Porcentaje de inversión proyectada o ejecutada anual, (X_r, t)

El cálculo del porcentaje de inversión, proyectada para el primer año de aplicación de los cargos calculados con base en esta resolución o, a partir del segundo año, ejecutada en el año anterior, se calcula según la siguiente expresión:

$$X_{r,t} = \frac{\sum_{n=1}^4 \sum_{l=1}^{Ln} INVR_{j,n,l,t}}{CRR_j}$$

Donde:

- $INVR_{j,n,l,t}$:

Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t , calculado según el numeral 3.1.1.2.3.

Para el año $t=1$, esta variable se reemplaza por la variable $INVA_{j,n,l,t}$ de que trata los numerales 3.1.1.2.1 y 3.1.1.2.2.
- CRR_j :

Costo de reposición de referencia del OR j inicio del periodo tarifario, calculado según el numeral 6.4.2.
- Ln :

Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n .

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El valor de la variable $X_{r,t}$ deberá ser informada al LAC para efectuar el cálculo de los respectivos índices para el siguiente año, cuando tenga la información disponible.

La CREG podrá efectuar auditorías para verificar el cumplimiento del porcentaje de inversiones $X_{r,t}$.

7.1.4.4 Energía de pérdidas adicionales a las eficientes

La energía de pérdidas adicionales será el resultado de la siguiente expresión:

$$Epad_{j,t} = (FPI_{j,t} - Pe_{j,1} - Pd_{j,t-1}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}$$

Donde:

- $Epad_{j,t}$ Energía de pérdidas adicionales del OR j en el año t expresadas en kWh.
- $FPI_{j,t}$ Índice de pérdidas de energía de transición del OR j en nivel de tensión 1 del año t , calculado según lo establecido en el numeral 7.1.4.3
- $Pe_{j,1}$ Índice de pérdidas calculado del nivel de tensión 1 del OR j , según lo establecido en el numeral 7.1.1.3.
- $Ee_{j,1,m}$ Energía de entrada en nivel de tensión 1 del OR j durante el mes m , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.1.
- $Pd_{j,t-1}$ Índice de pérdidas a devolver. Se aplica únicamente en el segundo año, cuando las inversiones ejecutadas en el primer año son inferiores al valor mínimo del rango de inversión con base en el cual se aprobó la variable $Ptr_{j,1,1}$. Se calcula restando el $FPI_{j,1}$ calculado con base en el capex ejecutado en el primer año del $FPI_{j,1}$ aprobado para el primer año.

7.2 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:

7.2.1 Nivel de tensión 4

Este índice se define en el numeral 1.1.1.

7.2.2 Nivel de tensión 3

$$PR_{3,j,t} = 1 - (1 - P_{j,3,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t}) \left(\frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left(\frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$$
$$Fe_{j,3} = Fe_{j,4-3} + Fe_{j,STN-3}$$

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Donde:

- $PR_{3,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el año t .
- $P_{j,3,t}$: Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 3 del OR j en el año t , según lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- $P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R , en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 1.1.1.
- $Fe_{j,n-3}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es STN o 4, y el nivel de tensión 3 del OR j (MWh-año).
- $P_{j,STN-3}$: Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 al STN e iguales a 0,23 %.
- $Fe_{j,3}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 3 del OR j (MWh-año). En el caso que no existan flujos de energía a este nivel, la variable tomará el valor de 1.

7.2.3 Nivel de tensión 2

$$PR_{2,j,t} = 1 - (1 - P_{j,2,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,3,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,4-2}) \left(\frac{Fe_{j,4-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left(\frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$$
$$Fe_{j,2} = Fe_{j,STN-2} + Fe_{j,4-2} + Fe_{j,3-2}$$

Donde:

- $PR_{2,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el año t .
- $P_{j,2,t}$: Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 2 del OR j en el año t , según lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- $P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R , en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 1.1.1.
- $P_{j,3,t}$: Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 3 del OR j , en el año t , según lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- $Fe_{j,n-2}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es STN, 4 o 3, y el nivel de tensión 2 del OR j , MWh-año.
- $Fe_{j,2}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 2 del OR j (MWh-año).

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$P_{j,n-2}$: Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 al STN o al nivel de tensión 4 (n es STN o 4) del mismo OR e iguales a 0,23 %.

7.2.4 Nivel de tensión 1

$$PR_{1,j,t} = 1 - (1 - P_{j,1,t}) \left[(1 - PR_{3,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$$
$$Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$$

Donde:

- $PR_{1,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR j al STN en el año t .
- $P_{j,1,t}$: Pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 del OR j en el año t calculadas según lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- $PR_{3,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el año t .
- $PR_{2,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el año t .
- $Fe_{j,n-1}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es 3 o 2, y el nivel de tensión 1 del OR j (MWh-año).
- $Fe_{j,1}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 1 del OR j (MWh-año).

7.2.5 Pérdidas de transformadores de conexión al STN:

Las pérdidas de transformación para referir las medidas de usuarios que se consideran conectados directamente al STN, independientemente del nivel de tensión de baja tensión del transformador de conexión al STN donde se encuentre su medida, son iguales a 0,23 %.

7.3 GESTIÓN DE PÉRDIDAS

En esta sección se encuentra lo relativo a los planes de reducción y de mantenimiento de pérdidas.

La metodología para la aprobación de los planes de gestión de pérdidas tiene en cuenta los siguientes criterios:

- a. La presentación de plan de reducción es opcional.
- b. Los costos eficientes del plan están constituidos por las inversiones y por los costos y gastos aprobados al OR para tal fin.
- c. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica superiores a las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

a la fecha de corte. La parte de esta remuneración asociada con aspectos distintos al AOM de pérdidas tendrá una duración de cinco años.

- d. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular. El incumplimiento de las metas será causal de devolución, a los usuarios del mercado de comercialización respectivo, de los recursos recibidos para inversión mediante el CPROG.
- e. La remuneración de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía se efectuará a través de la variable CPROG incluida en el costo unitario de prestación del servicio en el caso de los usuarios regulados y que se debe incorporar como parte de los costos del servicio para los usuarios no regulados.
- f. Para efectos de la revisión del plan de gestión de pérdidas, el período de evaluación es anual. En todo caso, el LAC calculará y publicará anualmente los índices de pérdidas, $IPT_{j,t}$ de que trata el numeral 7.1.4.1.
- g. La remuneración de costos de mantenimiento de pérdidas de energía aplica para todos los OR y se remunerará mediante la variable CPROG, no se encuentra sujeta al cumplimiento de ninguna otra condición y se efectuará en la vigencia de la presente metodología, independientemente de la vigencia de los planes de reducción.
- h. Cuando se modifiquen los parámetros de medición en las zonas especiales con los cuales fueron calculadas las pérdidas de que trata el numeral 7.1.4.2 inicialmente; se deberá recalcular la senda de reducción de pérdidas de energía, sin que se puedan superar los valores inicialmente aprobados.

7.3.1 Requisitos para la presentación del plan de reducción.

El OR j que atienda un mercado de comercialización que presente pérdidas de energía en el nivel de tensión 1, $PT_{j,1,t}$ calculadas según lo establecido en el numeral 7.1.4.2 del presente capítulo, a la fecha de corte, superiores a las pérdidas reconocidas en el mismo momento, podrá someter para aprobación de la CREG el plan que debe contener, como mínimo, la siguiente información:

- a. Resumen del plan: El cual debe incluir el cálculo de las variables $CPOR_j$, $IPT_{j,0}$, $PT_{j,1,0}$ y las metas para cada año.
- b. Bases de cálculo: El OR deberá entregar la totalidad de la información utilizada para el cálculo de cada una de las variables presentadas, en hojas de cálculo del programa Excel.
- c. Balance de energía, de doce meses calendario que finalizan en la fecha de corte, según lo expuesto en los numerales 7.1.4.1 y 7.3.7.1, detallando el código SIC de cada frontera comercial en el mercado de comercialización del OR, señalando el tipo de frontera, el código SIC y el nivel de tensión asociado.
- d. Listado de usuarios conectados directamente al STN en el mercado de comercialización del OR, indicando su ubicación y código SIC.
- e. Certificación del representante legal, contador y revisor fiscal del OR detallando el código de las cuentas creadas en la contabilidad, que permitan el registro independiente de todas las actividades relacionadas con el plan.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

f. Valores de inversión, en \$/kWh, para los años t y $t-1$.

7.3.1.1 Senda de reducción de pérdidas

Las metas de reducción de pérdidas de cada año deben cumplir con la siguiente condición:

$$IPT_{S_j,t} - IPT_{S_j,t+1} < 0,4 * (IPT_{j,0} - IPT_{S_j,9})$$

Donde:

$IPT_{j,0}$: Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan.

$IPTS_{j,t}$: Índice de pérdidas totales de la senda propuesto por el OR j en el año t .

Para la ejecución de las actividades propias de la actividad de comercialización, tales como instalación de micromedidores, revisión de medidores y gestión comercial, entre otras, el OR deberá efectuarlas a través del comercializador que corresponda.

7.3.2 Cálculo del costo total del plan.

Se verificará que el costo total del plan presentado por el OR no supere el costo total de referencia, calculado con el modelo de estimación del costo eficiente a partir de la meta final de pérdidas de energía solicitada por el OR. El costo total del plan a aprobar será el menor entre el costo total presentado por el OR y el costo total de referencia.

La CREG podrá aprobar un valor inferior al solicitado por el OR para la ejecución de su plan sin perjuicio de lo cual el OR que acepte la ejecución del mismo deberá cumplir con las metas de reducción de pérdidas para cada año.

El costo del plan de reducción de pérdidas está compuesto por las inversiones asociadas con la reducción de pérdidas no técnicas y por los costos y gastos en que incurra el agente en la ejecución del plan, mientras que el plan de mantenimiento de pérdidas está compuesto únicamente por los costos y gastos en que incurra el agente en el desarrollo de esta actividad.

El costo total del plan a aprobar a cada OR se determinará según la siguiente expresión:

$$CTP_j = \min\{CPCE_j, CPOR_j\}$$

Donde:

CTP_j : Costo total del plan para el OR j , en pesos de la fecha de corte.

$CPCE_j$: Costo total del plan, en pesos de la fecha de corte. Este valor resulta de la aplicación del modelo de costos eficientes de que trata el numeral 7.3.2.2, actualizado a pesos de la fecha de corte.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CPOR_j: Costo total del plan, en pesos de la fecha de corte, presentado por el OR *j* para su aprobación.

7.3.2.1 Cálculo del costo anual del plan

La variable *CAP_j* corresponde al costo anual del plan que remunera los costos y gastos asociados con la recuperación o mantenimiento de pérdidas de energía y, para los OR que requieren de aprobación de plan de reducción de pérdidas, la remuneración de activos no asociados con UC, así:

$$CAP_j = \frac{CTP_j}{10}$$

Donde:

CAP_j: Costo anual del plan de gestión de pérdidas del mercado de comercialización *j*, aprobado al OR que atiende dicho mercado. El menor valor que toma esta variable es el que corresponde al AOM de mantenimiento de pérdidas.

CTP_j: Costo total del plan para el OR *j*, en pesos de la fecha de corte, calculado según el numeral 7.3.2.

En el costo total del plan se pueden incluir las siguientes inversiones: medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones.

Todos los sistemas de medición deben cumplir con el código de medida vigente y aplicar criterios de adaptabilidad, confiabilidad, seguridad, interoperabilidad, flexibilidad y escalabilidad.

En el desarrollo de los planes de reducción de pérdidas de energía, en las redes de baja tensión donde estén instalados o se vayan a instalar sistemas de medición centralizada, el comercializador deberá solicitar a sus usuarios regulados un equipo de medida compatible con el sistema de medición centralizada que instale el OR. El usuario regulado podrá cambiar su medidor por uno de las calidades exigidas en la regulación vigente o acogerse a la medida dispuesta por el comercializador integrado con el OR a través del sistema de medición centralizada instalado por el OR. En este último caso, el medidor no tendrá ningún costo para el usuario y la responsabilidad por su custodia será del OR.

Todas las inversiones realizadas deberán reportarse junto con el reporte anual de ejecución del plan de inversiones del OR.

7.3.2.2 Cálculo de la variable *CPCE_j*

La variable *CPCE_j* se obtendrá a partir del modelo de estimación del costo eficiente desarrollado por la CREG, considerando el índice de pérdidas inicial de cada OR, el índice de pérdidas propuesto por el OR para el final del plan y los

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

costos de reducción de pérdidas no técnicas obtenidos a partir de la información entregada por los OR en respuesta a las circulares CREG 019 de 2010 y 027 de 2014.

La Comisión pondrá a disposición de las empresas el aplicativo de estimación del costo eficiente de reducción de pérdidas, durante el plazo para la presentación de la solicitud de aprobación de cargos.

Para tener acceso a este aplicativo, el representante legal de cada OR debe enviar a la Comisión una comunicación escrita solicitando el usuario y la clave de acceso y señalando una dirección de correo electrónico donde se enviará la información de acceso y los resultados de las simulaciones.

Para definir la variable CPCE se utilizará la siguiente información:

- a. Crecimiento vegetativo de la demanda: crecimiento promedio de las ventas de energía registradas en el mercado de comercialización, durante los cinco años anteriores al de la presentación del plan.
- b. Mínima inversión: mínimo costo en \$/kWh, con el cual el modelo de estimación del costo eficiente obtiene una ruta factible para obtener el nivel de pérdidas propuesto por el OR al finalizar el plan. Este valor debe ser mayor que cero (0).
- c. Máxima inversión: máximo costo en \$/kWh, con el cual el modelo de estimación del costo eficiente obtiene una ruta factible para obtener el nivel de pérdidas propuesto por el OR al finalizar el plan. Este valor debe ser mayor que cero (0).
- d. Opciones de inversión: corresponde al número de opciones para conformar el árbol de decisión, cuyo máximo valor es treinta (30).
- e. Energía de entrada para los años t y $t-1$: cantidad de energía, en kWh, calculada con base en la metodología definida en el numeral 7.3.7.1, menos la energía de salida a otros OR, $F_{sORj,n,m}$, según lo definido en el numeral 7.3.7.2.
- f. Energía de salida para los años t y $t-1$: cantidad de energía, en kWh, calculada con base en la metodología definida en el numeral 7.3.7.2
- g. Nivel de pérdidas años t y $t-1$: porcentaje de pérdidas totales del sistema calculado con base en la metodología definida en el numeral 7.1.4.1.
- h. Inversión años t y $t-1$: corresponde a la información entregada por el OR en la solicitud de aprobación del plan.
- i. El año t corresponde al anterior al de la presentación de la solicitud de aprobación del plan.
- j. Para efectos del cálculo de la variable $CPCE_j$ en el caso de los planes de mantenimiento de pérdidas, se tendrá en cuenta que el índice de pérdidas inicial es igual al eficiente y el índice de meta es inferior en un punto porcentual al primero. Las demás variables, como energía de entrada y salida de los años t y $t-1$, deberán estar acorde con estos índices.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- k. Los OR sujetos de planes de reducción de pérdidas podrán presentar solicitud de remuneración de plan de reducción de pérdidas y solicitud de remuneración de plan de mantenimiento de pérdidas. Este último aplicara cuando se haya finalizado la remuneración del plan de reducción de pérdidas.

7.3.2.3 Cálculo de la variable CPORj

La variable $CPOR_j$ está conformada por los gastos de AOM relacionados con pérdidas de energía y por la remuneración de las inversiones mencionadas en el numeral 7.3.2.1, según la siguiente expresión:

$$CPOR_j = \frac{5}{6} * \sum_{k=1}^6 AOMP_{j,k} + INVNUC_j$$

Donde:

$AOMP_{j,k}$: Gastos del OR j en pérdidas de energía, durante los años k (de 2009 al 2014), donde k es el número de años con información reportada. Esta información corresponde a la entregada por los OR en respuesta a las circulares CREG 027 de 2014 y CREG NNN de 2017, en pesos de la fecha de corte.

En el caso de que un OR no haya reportado información en respuesta a esta circular, esta variable tomará el valor de cero (0).

$INVNUC_j$: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR j , aplicable para los planes de reducción de pérdidas.

El OR debe especificar estas dos variables en su solicitud.

7.3.3 Inicio del plan de mantenimiento de pérdidas.

Un plan de mantenimiento de pérdidas iniciará cuando:

- a. Un OR no solicite plan de reducción de pérdidas y se encuentren en firme los costos anuales aprobados a la empresa que corresponda. El cargo CPROG estará vigente hasta que los costos anuales aprobados con base en la presente metodología sean reemplazados.
- b. Un OR solicite plan de reducción de pérdidas, lo acepte según lo aprobado por la CREG y se encuentren en firme los costos anuales aprobados a la empresa que corresponda.

7.3.4 Inicio y seguimiento del plan de reducción de pérdidas

Para dar inicio a la ejecución del plan de reducción de pérdidas el OR deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Tener en firme la resolución particular de remuneración de su sistema con base en lo establecido en la presente resolución.
- b. Enviar comunicación a la CREG en la que se ratifique su interés en dar inicio a la ejecución del plan y se envíe copia de la publicación del resumen del plan

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

realizada, lo anterior dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la fecha en la que quede en firme la resolución particular.

En el mismo plazo, el OR deberá informar a la SSPD, el LAC y a los comercializadores presentes en su mercado el inicio de la ejecución del plan de reducción de pérdidas aprobado para su sistema.

Una vez cumplidos los requisitos para dar inicio a la ejecución del plan, el LAC determinará el cargo $CPROG_{j,m}$, según lo establecido en el numeral 7.3.5.1, dentro del mes siguiente a la fecha de recibo de la notificación de inicio del plan.

La fecha de inicio del plan es el primer día calendario del mes siguiente al de la publicación del $CPROG_{j,m}$ por parte del LAC en su página web.

Los comercializadores minoristas deben publicar las tarifas que aplicarán a sus usuarios incluyendo el valor de la variable $CPROG_{j,m}$ calculada por el LAC para el respectivo mercado, dentro del mes de publicación del $CPROG_{j,m}$ por parte del LAC.

A los consumos causados con anterioridad a la fecha de inicio del plan no se les puede incluir el cobro de la variable $CPROG_{j,m}$.

Cuando en un mercado de comercialización se encuentre un plan en ejecución y se cambie el OR, el plan aprobado no se modificará por este hecho y el nuevo OR deberá continuar con la ejecución del mismo. El LAC debe calcular y liquidar la variable CPROG sin perjuicio de los balances o ajustes en las cuentas entre el OR entrante y el saliente.

Para la evaluación del cumplimiento de las metas aprobadas se debe realizar el procedimiento de evaluación definido a continuación:

7.3.4.1 Evaluación del cumplimiento del plan.

La evaluación de cumplimiento del plan de reducción consiste en el cálculo de los índices de pérdidas, su divulgación y la aplicación de la siguiente metodología:

- a. El LAC calculará, para cada OR, el índice de pérdidas totales, $IPT_{j,t}$, conforme a lo establecido en el numeral 7.1.4.1, dentro de los primeros cinco (5) días hábiles del cuarto mes posterior a la finalización de cada año. Los resultados serán publicados por el LAC, junto con las metas aprobadas para cada OR, en su página web al siguiente día de su cálculo.
- b. Los OR tendrán un plazo de cinco (5) días hábiles a partir de la publicación de los resultados para presentar sus observaciones sobre éstos. En este caso el OR deberá enviar al LAC y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios las pruebas que demuestren los posibles errores de cálculo o que la información utilizada no corresponda con la realidad.
- c. Cuando un OR presente observaciones sobre el cálculo, el LAC resolverá la solicitud y el decimoquinto (15) día hábil del mismo mes publicará los resultados finales de cálculo teniendo en cuenta todas las aclaraciones que se presenten.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- d. Si un OR cumple con las metas, se mantendrá la remuneración aprobada para el siguiente año.
- e. Un OR incumple la ejecución del plan cuando la variable $IPT_{j,t}$ es superior al índice $IPTS_{j,t}$ aprobado para el período correspondiente.
- f. La suspensión de la remuneración del plan a un OR no implica la cancelación de la ejecución del plan y el LAC continuará calculando los índices que le correspondan.
- g. Cuando un incumplimiento ocurra en el quinto año, el LAC calculará el $IPT_{j,t}$ para el siguiente año. Si el índice $IPT_{j,t}$ del sexto año no cumple con la meta establecida para el quinto año, el OR devolverá los recursos recibidos durante el quinto año, según lo establecido en el numeral 7.3.6.4.
- h. Si al finalizar el año siguiente al de la suspensión de la remuneración se encuentra que el OR cumple con la meta aprobada para ese período, se levantará la suspensión del plan y se reanudará la remuneración del plan al OR.
- i. Si al finalizar el año siguiente al de la suspensión de la remuneración se encuentra que el OR no cumple con la meta aprobada para ese período, se cancelará la ejecución del plan y el OR debe devolver los ingresos recibidos, conforme a lo establecido en el numeral 7.3.6.4 según corresponda.
- j. Cuando, durante la vigencia del plan y hasta un año posterior a su finalización, un Comercializador incumbente modifique los reportes de ventas de energía en el SUI, el LAC deberá recalcular los índices de pérdidas totales a partir de los periodos en que se cambiaron datos, $IPT_{j,t}$, conforme a lo establecido en el numeral 7.1.4.1, teniendo en cuenta la nueva información.

En este caso, si con los índices resultantes del cálculo con la nueva información del SUI de que trata el párrafo anterior un OR incumple con las metas de algún año, el OR debe reintegrar los recursos recibidos durante los periodos de incumplimiento conforme a lo señalado en el numeral 7.3.6.

7.3.4.2 Modificación de metas

El OR podrá solicitar el ajuste de las metas aprobadas, bajo las siguientes condiciones:

- a. Se puede solicitar el ajuste de la meta final una sola vez durante el periodo de ejecución del plan. Esta solicitud deberá presentarse a la CREG a más tardar (3) tres meses antes de la finalización del tercer periodo de evaluación.
- b. La modificación de la meta final conlleva a un ajuste en la remuneración del plan aprobada inicialmente al OR.

Cuando el índice final solicitado sea superior al aprobado, el plan será objeto de reliquidación y ajuste. En caso de ser aprobado el cambio, para el cálculo del nuevo CAP_j , la CREG restará los recursos recibidos hasta el momento de la solicitud y los proyectados a recibir durante los tres (3) meses siguientes a la solicitud de la variable CTP_j inicialmente aprobada. El índice final solicitado no deberá ser superior o igual al último índice de pérdidas calculado. El nuevo

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAP_j estará vigente entre el momento de aprobación y el tiempo restante para el cumplimiento total de los cinco (5) años del plan.

Cuando el índice final solicitado sea inferior al aprobado, el plan será objeto de ajuste. El nuevo CAP_j estará vigente entre el momento de aprobación y el tiempo restante para el cumplimiento total de los cinco (5) años del plan sin que se hagan reconocimientos retroactivos por causa de que el nuevo CAP_j sea mayor que el aprobado inicialmente.

- c. Se puede solicitar el ajuste de las metas intermedias sólo una vez durante el periodo de ejecución del plan, siempre que se mantengan las condiciones vigentes aprobadas, valor final de pérdidas y periodo para alcanzarla. Las nuevas metas intermedias no deberán ser superiores o iguales al último índice de pérdidas calculado y deberán tener en cuenta la restricción definida en el numeral 7.3.1.1.
- d. La modificación de las metas intermedias no conlleva a un ajuste del costo anual del plan aprobado.
- e. En cualquier caso, para solicitar el ajuste en las metas, intermedias o finales, el OR debe haber cumplido con la meta correspondiente al periodo de evaluación inmediatamente anterior al de la solicitud.
- f. El OR deberá sustentar en su solicitud los motivos de ajuste de las metas.
- g. La CREG revisará la sustentación de ajuste de las metas presentada por el OR y realizará el procedimiento de evaluación y aprobación de las nuevas metas.

7.3.5 Liquidación, Recaudo y Actualización del $CPROG_{j,m}$.

Los cargos por concepto de remuneración de los planes de pérdidas serán actualizados y liquidados por el LAC y facturados y recaudados por los OR a los comercializadores que atienden usuarios en su mercado de comercialización, siguiendo las siguientes disposiciones

7.3.5.1 Determinación del cargo mensual

El cargo que debe ser cobrado a los usuarios finales en cada mercado de comercialización será calculado y publicado por el LAC los primeros siete (7) días de cada mes, de la siguiente manera:

$$CPROG_{j,m} = \frac{CAP_j}{\sum_{m=-14}^{m-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j} * \frac{IPP_{m-2}}{IPP_0} - INVNUCD_j$$

Donde:

$CPROG_{j,m}$: Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j , aplicable en el mes m . El cargo publicado por el LAC aplicará para el siguiente mes al de su publicación.

CAP_j : Costo anual del plan, en pesos de la fecha base, del mercado de comercialización j , aprobado al OR, calculado según lo expuesto en el numeral 7.3.2.1.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$VSTN_{j,m}$: Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mercado de comercialización j en el mes m , en kWh.

Corresponde a las lecturas tomadas directamente de los medidores de los usuarios conectados directamente al STN, sin referir al STN, tomadas de los registros del LAC. Cuando el medidor no se encuentre en el lado del STN, la medida se debe referir con los factores aprobados para el respectivo sistema.

Cuando para una frontera no se disponga de la información de un mes determinado se utilizará el promedio registrado para los últimos seis (6) meses de dicha frontera o la mejor información disponible en el LAC.

VCP_j : Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializadores diferentes al incumbente.

VCI_j : Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente.

IPP_m : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes m .

IPP_o : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de la fecha de corte.

La variable VCP_j se calcula de la siguiente manera:

$$VCP_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 \sum_{i=1}^{Ip} vcp_{m,n,i}$$

Donde:

VCP_j : Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializadores diferentes al incumbente.

$vcp_{m,n,i}$: Energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de responsabilidad del comercializador i diferente al comercializador incumbente, durante el mes m , en el nivel de tensión n , en el mercado de comercialización atendido por el OR j , en kWh.

Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

Ip : Número total de comercializadores distintos al incumbente en el mercado de comercialización del OR j .

La variable VCI_j se calcula de la siguiente manera:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$VCI_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 (vciR_{m,n} + vciNR_{m,n})$$

Donde:

VCI_j Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR *j*, durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente.

vciR_{m,n} Ventas durante el mes *m*, en el nivel de tensión *n*, del comercializador incumbente, para usuarios regulados.

Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado al SUI para el respectivo periodo. Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará el promedio registrado en el SUI para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

vciNR_{m,n} Ventas durante el mes *m*, en el nivel de tensión *n*, del comercializador incumbente, para usuarios no regulados.

Corresponde a la energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de usuarios no regulados responsabilidad del comercializador incumbente, durante el mes *m*, en el nivel de tensión *n*, en el mercado de comercialización atendido por el OR *j*, en kWh.

Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

INVNUCD_j Valor de inversiones, por kilovatio hora, no clasificadas en UC a devolver por el OR *j*, calculada según lo expresado en el numeral 7.3.6.4.1.

Los OR podrán advertir sobre posibles diferencias de cálculo durante los dos (2) días corrientes siguientes al de publicación por parte del LAC para que sean considerados dentro del cálculo de los cargos definitivos que deberá efectuarse entre los primeros 11 días de cada mes.

7.3.5.2 Liquidación y recaudo

Dentro de los primeros quince (15) días calendario del segundo mes siguiente al de aplicación del cargo respectivo, el LAC determinará y publicará el valor que cada comercializador debe trasladar al OR, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$LCPROG_{i,j,m,t} = (CPROG_{j,m,t} * VC_{i,j,m}) + AL_{i,j,m}$$

Donde:

LCPROG_{i,j,m,t}: Liquidación por concepto de CPROG, en pesos, en el mercado de comercialización *j*, por las ventas realizadas durante el mes *m* del año *t*, que facturará el OR *j* al comercializador *i*.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$VC_{i,j,m}$: Ventas de energía del comercializador i , en el mercado de comercialización j , durante el mes m , considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización j .

La determinación de las ventas a usuarios no regulados y para el caso en que un comercializador i diferente al integrado al OR haya registrado una frontera comercial para la atención de un solo usuario regulado, se hará a través del consumo registrado en el SIC para la frontera específica.

La determinación de las ventas a usuarios regulados atendidos por el comercializador incumbente se hará a través del consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado para el respectivo periodo al SUI.

En las fronteras comerciales que agrupen usuarios regulados atendidos por un comercializador i diferente al incumbente, este valor corresponde a la medida registrada en la frontera comercial f de dicho comercializador multiplicada por el factor $(1 - Ps_f)$. La variable Ps_f es igual a 0,019. En caso que el comercializador y el OR acuerden otro valor de Ps_f , deberá ser informado al LAC para que sea utilizado en la liquidación.

$AL_{i,j,m}$: Ajuste de la liquidación en el mes m , en pesos, causada por modificaciones en los reportes de información de consumos facturados o refacturaciones, realizadas por el comercializador i en el mercado de comercialización j .

Este valor es igual a cero (0) en la primera liquidación

Acorde con lo establecido en la Resolución CREG 084 de 2007, estos ajustes se podrán efectuar para liquidaciones hasta de cinco meses anteriores al de cálculo.

$$AL_{i,j,m} = \sum_{maj=1}^n \left(CPROG_{j,maj} * (VCA_{i,j,maj} - VC_{i,j,maj}) \right) + (CPROG_{j,m} * VCR_{i,j,m})$$

Donde:

$VCA_{i,j,maj}$: Ventas de energía del comercializador i ajustadas, en el mercado de comercialización j , en el mes de ajuste maj para el cual se modificó el reporte de información, considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización j .

Es el reporte de energía eléctrica, en kWh y que ha modificado un reporte anterior con base en el cual ya se realizó alguna liquidación del costo del plan.

Si el comercializador no realiza modificaciones en el consumo facturado, la variable $VCA_{i,j,maj}$ es igual a $VC_{i,j,maj}$.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- $VC_{i,j,maj}$: Ventas de energía del comercializador i , en el mercado de comercialización j , considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización j , ($VC_{i,j,m}$) que ha sido objeto de modificación posteriormente al momento de su utilización en el cálculo de un LCPROG.
- $VCR_{i,j,m}$: Consumo refacturado por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización j . Corresponde a los consumos de energía eléctrica, en kWh, realizados durante períodos anteriores que se facturaron de más o se dejaron de facturar.

Cuando un comercializador modifique la información de ventas en el SUI o el reporte de energía en el LAC para un mes que ya ha sido objeto de liquidación de $CPROG_{j,m}$, el LAC deberá efectuar una reliquidación por este concepto. En el caso de un comercializador incumbente para el mercado regulado con la información que para tal efecto le debe enviar el comercializador respectivo durante los dos (2) días siguientes al de certificación de la misma información en la base de datos del SUI.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la liquidación elaborada por el LAC.

La liquidación del $CPROG_{j,m}$ deberá ser trasladada por los comercializadores a los respectivos OR de acuerdo con los plazos establecidos en la regulación vigente.

7.3.6 Suspensión, cancelación del plan de reducción y devolución de ingresos.

El plan de reducción de pérdidas puede ser suspendido o cancelado por encontrarse incurso en alguna de las causales en cada caso.

En cualquier caso, de suspensión o cancelación, el LAC determinará y publicará el valor del CPROG eliminando la variable $INVNUC_j$ que corresponda,

En caso de suspensión, el cobro del CPROG considerando la variable $INVNUC_j$ puede ser reanudado cuando desaparezcan las causales de suspensión. En caso de cancelación el cobro de dicha variable no podrá reanudarse y, por el contrario, se deberán devolver los recursos.

7.3.6.1 Causales para la suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes

Las causales de suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes son:

- a. Incumplimiento en la meta de reducción de pérdidas en un año. Un OR incumple una meta cuando el resultado final de su índice es superior a la meta aprobada para el respectivo año.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- b. Cuando el LAC sea informado que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI, como resultado de la verificación de información que pueden adelantar la SSPD o la CREG.
- c. Cuando el LAC sea informado por la autoridad competente que en un periodo de evaluación se encuentren fronteras comerciales entre agentes de responsabilidad del comercializador integrado con el OR j cuya información de las características de la misma (nivel de tensión, precisión, tipo de frontera) difiera de la registrada en el SIC.
- d. Cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante dos meses consecutivos, el registro de las medidas entre niveles de tensión para determinar el factor $FDF_{j,k \rightarrow n,m}$ de que trata el numeral 7.3.7.3.

La remuneración será suspendida a partir del conocimiento del hecho y hasta el inicio del próximo periodo de evaluación, momento en el cual se podrá retirar la medida de suspensión siempre y cuando se haya subsanado la causal que la motivó.

7.3.6.2 Causales para la cancelación automática del plan

Las causales de cancelación automática del plan, sin que se requiera declaración de ninguna autoridad, son:

- a. Incumplimiento de las metas del plan durante dos periodos de evaluación consecutivos.
- b. Reincidencia en alguna de las causales de suspensión del plan.
- c. Cuando hayan transcurrido doce (12) meses posteriores a la detección y notificación de inconsistencias en la información del vínculo cliente red y el OR no haya corregido la situación. El OR debe informar al LAC la desaparición de tal inconsistencia.
- d. Cuando un OR decida finalizar el plan, conforme a lo establecido en el numeral 7.3.6.3.
- e. Cuando la información de ventas de energía reportada al SUI por un comercializador incumbente, utilizada para el seguimiento del plan, sea modificada en el SUI con posterioridad a la fecha del cálculo del índice respectivo y con la nueva información el OR no cumpla con la senda aprobada para el respectivo año.

7.3.6.3 Cancelación de la ejecución del plan por petición del OR

El OR podrá solicitar la cancelación del plan, hasta dos meses posteriores del inicio de un periodo de evaluación o al final del mismo, sujeto a las siguientes condiciones:

- a. Si el OR cumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud de cancelación del plan, no debe devolver ingresos por concepto del plan.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- b. Si el OR incumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud de cancelación del plan, debe devolver los ingresos recibidos durante el periodo de incumplimiento, de acuerdo con lo señalado en el numeral 7.3.6.4.
- c. Si el OR se encuentra en causal de suspensión del plan debe devolver los ingresos recibidos durante los periodos de incumplimiento, de acuerdo con lo señalado en el numeral 7.3.6.4.

Cuando el OR solicite la cancelación de la ejecución del plan se suspenderá inmediatamente el cobro de la variable $INVNUC_j$.

7.3.6.4 Devolución de ingresos por parte del OR

Cuando se presente incumplimiento en la ejecución del plan por parte de un OR o en caso de que un OR decida finalizar unilateralmente la ejecución del plan y deba devolver recursos, el OR deberá retornar los ingresos recibidos por concepto de la variable $INVNUC_j$ a los usuarios del mercado de comercialización, durante los doce (12) meses posteriores a la cancelación del plan, a través de un valor negativo de la variable $CPROG_{j,m}$, de acuerdo con la metodología del presente numeral.

En caso de cancelación de la ejecución del plan el LAC calculará los ingresos recibidos por concepto de la variable $INVNUC_j$ durante los periodos de incumplimiento previos a la suspensión de la remuneración del plan, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de prestación del servicio a los usuarios del mercado de comercialización respectivo Para el caso de devolución a los usuarios conectados directamente al STN, el LAC deberá descontar los dineros a devolver de la siguiente liquidación de ingresos del OR y asignarle esos recursos al comercializador que corresponda para que este, a su vez, reintegre los valores al usuario específico.

En caso de finalización unilateral del plan el LAC debe calcular los ingresos recibidos por concepto de la variable $INVNUC_j$ durante los periodos de incumplimiento previos a la solicitud de cancelación del plan, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de prestación del servicio a los usuarios del mercado de comercialización respectivo.

7.3.6.4.1 Determinación del cargo mensual $CPROG_{j,m}$ cuando se cancela la ejecución del plan.

Al siguiente mes de la cancelación del plan en un mercado de comercialización, la variable $CPROG_{j,m}$ incluirá la variable $INVNUCD_j$ para el cálculo del costo de prestación del servicio a la totalidad de usuarios del mercado de comercialización

Este valor será calculado y publicado por el LAC los primeros siete (7) días del mes siguiente al de cancelación del plan, de la siguiente manera:

$$INVNUCD_j = \frac{ITD_j}{\sum_{m=-14}^{m-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j}$$

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Donde:

ITD_j: Ingreso total a devolver por el OR *j*, en pesos a la fecha de cálculo de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.6.4.2.

VSTN_{j,m}: Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mercado de comercialización *j* en el mes *m*, en kWh.

Corresponde a las lecturas tomadas directamente de los medidores de los usuarios conectados directamente al STN, sin referir al STN, tomadas de los registros del SIC. Cuando el medidor no se encuentre en el lado del STN, la medida se debe referir con los factores aprobados para el respectivo sistema.

Cuando para una frontera no se disponga de la información del mes respectivo se utilizará el promedio registrado para los últimos seis (6) meses de dicha frontera o la mejor información disponible en el LAC.

VCP_j: Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR *j*, durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializadores diferentes al incumbente, calculado de la siguiente manera:

$$VCP_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 \sum_{i=1}^{Ip} vcp_{m,n,i}$$

Donde:

vcp_{m,n,i}: Energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de responsabilidad del comercializador *i* diferente al comercializador incumbente, durante el mes *m*, en el nivel de tensión *n*, en el mercado de comercialización atendido por el OR *j*, en kWh.

Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

Ip: Número total de comercializadores distintos al incumbente en el mercado de comercialización del OR *j*.

VCI_j: Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR *j*, durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente, calculado de la siguiente manera:

$$VCI_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 (vciR_{m,n} + vciNR_{m,n})$$

Donde:

vciR_{m,n}: Ventas durante el mes *m*, en el nivel de tensión *n*, del comercializador incumbente, para usuarios regulados.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado al SUI para el respectivo periodo. Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará el promedio registrado en el SUI para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

uciNR_{m,n} Ventas durante el mes *m*, en el nivel de tensión *n*, del comercializador incumbente, para usuarios no regulados.

Corresponde a la energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de usuarios no regulados responsabilidad del comercializador incumbente, durante el mes *m*, en el nivel de tensión *n*, en el mercado de comercialización atendido por el OR *j*, en kWh.

Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

7.3.6.4.2 **Cálculo de los ingresos a devolver por parte del OR**

Los ingresos a devolver se calcularán de la siguiente manera:

$$ITD_j = \left[\sum_{m=1}^T \sum_{i=1}^{It} INVNUC_{i,j,m} \right] * (1 + r)^{n/12}$$

Donde:

ITD_j: Ingreso total a devolver por el OR *j*, en pesos colombianos a la fecha de cálculo.

T: Período que inicia a partir del primer mes del período de incumplimiento y finaliza el mes para el cual el LAC alcanzó a publicar el último LCPROG antes de la cancelación del plan.

It: Número total de comercializadores en el mercado de comercialización del OR *j* durante los períodos de incumplimiento del plan previos a la suspensión del mismo.

INVNUC_j: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR *j*, aplicable para los planes de reducción de pérdidas.

r: Corresponde a 1,5 veces el interés bancario corriente anual para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, certificado por la Superintendencia Financiera, vigente en la fecha de cancelación del plan. En caso que este valor supere la tasa máxima permitida, la variable será igual a esta última.

n: Exponente que se calcula de la siguiente manera:

$$n = \frac{t}{2} + P_s + \frac{P_d}{2}$$

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Donde:

- P_s : Número de meses entre la suspensión de la remuneración del plan y la cancelación del plan. Esta variable es igual a cero (0) cuando el OR cancele unilateralmente el plan.
- P_d : Número de meses durante los cuales el OR debe devolver los recursos recibidos. Esta variable es igual a doce (12).

7.3.6.4.3 **Liquidación y recaudo**

En caso de devolución de ingresos a los usuarios finales durante la etapa descrita en el numeral 7.3.6.4.2, los valores INVNUCD serán parte del cálculo de la fórmula de CPROG durante doce meses, iniciando el segundo mes posterior al de la finalización del plan, según la siguiente expresión:

$$LINVNUC_{i,j} = INVNUCD_j * \sum_{i=1}^T VC_{i,j,m}$$

Donde:

- $LINVNUC_{i,j}$: Liquidación por concepto de INVNUC, en el mercado de comercialización j , por las ventas en los meses de incumplimiento que facturará el OR j al comercializador i .
- $INVNUCD_j$: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR j a devolver, calculado según lo establecido en el numeral 7.3.6.4.1.
- $VC_{i,j,m}$: Ventas de energía del comercializador i , en el mercado de comercialización j , durante el mes m , considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización j .

La determinación de las ventas a usuarios no regulados y para el caso en que un comercializador i diferente al integrado al OR haya registrado una frontera comercial para la atención de un solo usuario regulado, se hará a través del consumo registrado en el SIC para la frontera específica.

La determinación de las ventas a usuarios regulados atendidos por el comercializador incumbente se hará a través del consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado para el respectivo periodo al SUI.

En las fronteras comerciales que agrupen usuarios regulados atendidos por un comercializador i diferente al incumbente, este valor corresponde a la medida registrada en la frontera comercial f de dicho comercializador multiplicada por el factor $(1- Psf)$. La variable Psf es igual a 0,019. En caso que el comercializador y el OR acuerden otro valor de Psf , deberá ser informado al LAC para que sea utilizado en la liquidación.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

T: Período que inicia a partir del primer mes del período de incumplimiento y finaliza el mes para el cual el LAC alcanzó a publicar el último LCPROG antes de la cancelación del plan.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la liquidación elaborada por el LAC.

7.3.7 Cálculo de flujos de energía

7.3.7.1 Energía de entrada para cada nivel de tensión

La energía de entrada en cada uno de los niveles de tensión del sistema del OR *j*, se calcula como sigue:

$$Ee_{j,n,m} = EeG_{j,n,m} + FeSTN_{j,n,m} + FeOR_{j,n,m} + FeNS_{j,n,m}$$

Donde:

Ee_{j,n,m} Energía de entrada al sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n* durante el mes *m*, expresada en kWh.

EeG_{j,n,m} Energía entregada por los generadores, incluyendo plantas menores y cogeneradores conectados directamente al sistema del OR *j*, en el nivel de tensión *n*, durante el mes *m*, expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registrada en el SIC para estos agentes.

FeSTN_{j,n,m} Flujo de energía del STN al sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n*, durante el mes *m*, expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registradas en el SIC para los puntos de conexión del OR *j* al STN.

Para los puntos de conexión en los cuales exista un transformador tridevanado y en el caso que no exista medida en cada uno de los devanados, el OR deberá reportar mensualmente al ASIC los valores de energía de entrada al transformador y los de energía de salida por cada uno de los devanados para que el ASIC efectúe la asignación al nivel de tensión que corresponda.

FeOR_{j,n,m} Flujo de energía desde el sistema de otro OR al sistema del OR *j*, en el nivel de tensión *n*, durante el mes *m*, expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en cada frontera comercial entre OR, sin referir al STN, registrada en el SIC.

FeNS_{j,n,m} Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema del OR *j*, al nivel de tensión *n*, durante el mes *m*, expresada en kWh. Calculada como se establece en el numeral 7.3.7.3.

n Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía de entrada. Toma los valores de 1, 2, 3 o 4.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

7.3.7.2 Energía de salida para cada nivel de tensión

La energía de salida en cada uno de los niveles de tensión del sistema del OR *j*, se calcula como:

$$Es_{j,n,m} = EsVFC_{j,n,m} + EsVSFC_{j,n,m} + FsSTN_{j,n,m} + FsOR_{j,n,m}$$

Donde:

- Es_{j,n,m}*

Energía de salida del sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n*, durante el mes *m*, expresada en kWh.
- EsVFC_{j,n,m}*

Ventas de energía en las fronteras comerciales del nivel de tensión *n*, del mercado de comercialización servido por el OR *j*, para el mes *m*. Corresponde a la suma de las medidas en las fronteras comerciales registradas en el SIC para el mercado de comercialización servido por el OR *j*, sin referir al STN, para la venta de energía a usuarios no regulados de todos los comercializadores del mercado y de las de usuarios regulados de los comercializadores distintos al incumbente. Incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones.
- EsVSFC_{j,n,m}*

Ventas de energía en el sistema del OR *j*, en el nivel de tensión *n*, durante el mes *m*. Corresponde a las ventas de energía eléctrica, en kWh, de usuarios regulados del comercializador incumbente, que es facturado y reportado al SUI. Este valor incluye la energía puesta al cobro de facturación individual, cuando existe la medición individual en áreas especiales, y la energía puesta al cobro medida en el macromedidor cuando hay facturación comunitaria. También incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones.
- FsSTN_{j,n,m}*

Flujo de energía de salida en el nivel de tensión *n* desde los puntos de conexión del OR *j* al STN, durante el mes *m*, expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registradas en el SIC para los puntos de conexión del OR *j* al STN.
- FsOR_{j,n,m}*

Flujo de energía de salida desde el sistema del OR *j* en el nivel de tensión *n*, a otros STR y/o SDL, durante el mes *m*, expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el SIC.
- n*

Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía de salida. Toma los valores de 1, 2, 3 o 4.

En el cálculo de la variable *Es_{j,n,m}* no se debe tener en cuenta la energía recuperada.

7.3.7.3 Energía de entrada desde niveles de tensión superiores

La energía de entrada desde niveles de tensión superiores hacia cada uno de los niveles de tensión en el sistema del OR *j*, corresponde a:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$FeNS_{j,n,m} = \sum_{k=n+1}^4 \left((Ee_{j,k,m} - Es_{j,k,m} - EPR_{j,k,m}) * FDF_{j,k \rightarrow n,m} \right)$$

Donde:

FeNS_{j,n,m} Energía de entrada desde niveles de tensión superiores al nivel de tensión *n*, en el sistema del OR *j*, durante el mes *m*, expresada en kWh. Para el nivel de tensión 4 el valor de *FeNS_{j,4,m}* es cero.

Ee_{j,k,m} Energía de entrada en el nivel de tensión superior *k* del sistema del OR *j*, durante el mes *m*, expresada en kWh.

Es_{j,k,m} Energía de salida del sistema del OR *j*, en el nivel de tensión superior *k*, durante el mes *m*, expresada en kWh.

EPR_{j,k,m} Energía de pérdidas de energía reconocidas en el nivel de tensión superior *k*, en el sistema del OR *j*, durante el mes *m*, expresadas en kWh. Es el resultado de multiplicar el índice de pérdidas reconocidas del nivel de tensión respectivo por la energía de entrada en el mismo nivel.

FDF_{j,k→n,m} Factor de distribución del flujo de energía en el sistema del OR *j*, desde el nivel de tensión superior *k* hacia el nivel de tensión *n*, durante el mes *m*.

Mientras el OR implemente la medida entre niveles de tensión, se utilizará el factor tenido en cuenta en la resolución de aprobación de costos de cada OR. A más tardar a partir del decimotercer mes de inicio del plan este factor deberá ser informado por el OR al LAC con base en las medidas entre niveles efectuadas. Cuando el OR no envíe la información correspondiente, el LAC utilizará la mejor información disponible.

n Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina energía de entrada. Toma los valores de 1, 2, 3 o 4.

k Corresponde al nivel de tensión superior. Toma los valores de 2, 3 o 4.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 8. CONFORMACIÓN DE STR

Se conforman dos (2) STR con los activos del nivel de tensión 4 de los OR enumerados en cada uno de ellos.

8.1 STR NORTE

1. Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

8.2 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 Norte de Santander S.A. E.S.P.
4. Codensa S.A. E.S.P.
5. Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
6. Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
7. Compañía Energética de Occidente 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 Pereira S.A. E.S.P.
16. Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
17. Empresa de Energía del Casanare S.A. E.S.P.
18. Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.
19. Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
20. Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
21. Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.
22. Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
23. Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P.
24. Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.
25. Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
26. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
27. Rutoque S.A. E.S.P.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 9. CARGOS HORARIOS

Los cargos horarios serán aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un OR que dispongan de equipo de medida con registro horario, de acuerdo con el artículo 1 del Decreto 2492 de 2014.

La determinación del consumo horario se efectuará acorde con la lectura del medidor.

El cálculo y aplicación de los cargos horarios iniciará dos (2) meses después de que todos los OR tengan aprobados los ingresos y cargos resultantes de la aplicación de la metodología de remuneración contenida en esta resolución.

9.1 PERIODOS DE CARGA MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA

El OR debe determinar los periodos de carga máxima, media y mínima en función de la curva de carga típica determinada para cada nivel de tensión con base en las lecturas de las fronteras comerciales, incluyendo las de distribución.

Un criterio para determinar estos periodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga.

Los porcentajes recomendados para establecer estos periodos son los siguientes:

- a. Período de carga máxima (x): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 95 % de la potencia máxima.
- b. Período de carga media (z): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 75 % y menor o igual al 95 % de la potencia máxima.
- c. Período de carga mínima (y): las demás horas del día no consideradas en los periodos de carga máxima y media.

El número de periodos horarios resultantes dependerá de la forma de la curva de carga.

9.2 CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS.

A partir del costo en un mes y nivel de tensión determinados, el LAC calcula el cargo monomio por nivel de tensión y posteriormente los cargos monomios horarios.

Los cargos para un nivel de tensión particular se calculan a partir del cargo acumulado, calculado para ese nivel de tensión, con las siguientes consideraciones:

- a. Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los que recupera con el cargo monomio.
- b. Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada periodo de carga.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- c. La magnitud de la energía de la hora *i*-ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora *i*-ésima (*P_i*) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora.
- d. Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada período de carga.

Los cargos monomios horarios por nivel de tensión *D_{x,n,j,m,t}*, *D_{z,n,j,m,t}* y *D_{y,n,j,m,t}* se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las siguientes expresiones:

$$\frac{1}{fch} * H_x * P_x * Dt_{x,n,j,m,t} + H_z * P_z * Dt_{z,n,j,m,t} + fch * H_y * P_y * Dt_{y,n,j,m,t} = Dt_{n,j,m,t} * \sum_{i=1}^{24} P_i$$
$$\frac{D_{x,n,j,m,t}}{fch * D_{z,n,j,m,t}} = \frac{P_x}{P_z}$$
$$\frac{D_{x,n,j,m,t}}{fch^2 * D_{y,n,j,m,t}} = \frac{P_x}{P_y}$$

Donde:

- fch*: Factor para ampliar la diferencia entre los cargos horarios. Durante los dos primeros años será igual a 2 y podrá ser modificado posteriormente.
- H_x*, *H_z* y *H_y*: Número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios, determinados, de acuerdo con el numeral 9.1. *H_x* para el período de carga máxima, *H_z* para el período de carga media y *H_y* para el período de carga mínima, en el nivel de tensión *n*
- P_x*, *P_z* y *P_y*: Potencia resultante de promediar las potencias (*P_i*) asociadas con las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga determinados, de acuerdo con el numeral 9.1. *P_x* para el período de carga máxima, *P_z* para el período de carga media y *P_y* para el período de carga mínima, en el nivel de tensión *n*.
- D_{x,n,j,m,t}*: Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima del OR *j* en el nivel de tensión *n* en el mes *m* del año *t*. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a *D_{x,n,R,m,t}*.
- D_{z,n,j,m,t}*: Cargo por uso para la franja de horas de carga media del OR *j* en el nivel de tensión *n* en el mes *m* del año *t*. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a *D_{z,n,R,m,t}*
- D_{y,n,j,m,t}*: Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima del OR *j* en el nivel de tensión *n* en el mes *m* del año *t*. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a *D_{y,n,R,m,t}*
- Dt_{n,j,m,t}*: Cargo por uso del OR *j* en el nivel de tensión *n* en el mes *m* del año *t*. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a *Dt_{n,R,m,t}*

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 10. CARGOS POR RESPALDO DE LA RED

Cualquier usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW deberá contratar capacidad de respaldo de la red, en la cantidad que defina dicho usuario y sujeto a la disponibilidad técnica del OR.

Los usuarios autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada inferior a 100 kW que requieran respaldo de red no están sujetos al pago de la misma.

Durante los primeros cinco años de aplicación de los ingresos y cargos calculados con base en la presente resolución, el pago anual por respaldo de transición será el resultante de las siguientes expresiones:

$$CRP_{u,n,t} = \text{máx} [CRt_{u,n,t}, CR_{u,n,0}]$$
$$CRt_{u,n,t} = CR_{u,n,0} + b * \left(\frac{CRES P_{u,n} - CR_{u,n,0}}{5} \right) * \frac{IPP_{dic\ t-1}}{IPP_0}$$

Donde:

- $CRP_{u,n,t}$: Costo de respaldo a pagar por el usuario u , en el nivel de tensión n , en el año t .
- $CRt_{u,n,t}$: Costo de respaldo de transición para el usuario u , en el nivel de tensión n , en el año t .
- $CR_{u,n,0}$: Costo de respaldo contratado por el usuario u , en el nivel de tensión n , en el año cero (0). Es el valor anual pagado por dicho usuario en el año anterior al del primer año de aplicación de cargos con base en esta resolución. En caso de no existir ningún pago, se debe calcular con base en el numeral 10.1
- b : Variable que representa el año de aplicación a partir de la entrada en vigencia de costos al OR con base en la presente resolución, variando a partir de uno en el primer año y hasta cinco (5).
- $CRES P_{u,n}$: Costo de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n , calculado según el numeral 10.2.
- $IPP_{dic\ t-1}$: Índice de precios al productor de diciembre del año anterior a aquel en el que se requiere el respaldo de red.
- IPP_0 : Índice de precios al productor de diciembre del año anterior a aquel en el que se inicia con la aplicación de los cargos calculados con base en esta resolución.

A partir del año 6 y hasta que se remplace la presente metodología, el valor por el respaldo será calculado con base en el numeral 10.2

10.1 COSTO DE RESPALDO CONTRATADO ($CR_{U,N,0}$).

El costo aquí calculado por disponibilidad de capacidad de respaldo de la red es un máximo y las partes podrán negociar uno inferior y se calcula según la siguiente expresión:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$CR_{u,n,0} = I_{TOTAL} + AOM_{TOTAL}$$

La anualidad de la inversión correspondiente al servicio de respaldo se calculará así:

$$I_{TOTAL} = \left[(I_T * CTr) + (I_L + I_E) \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-v_i}} \right) \right] * \frac{IPP_m}{IPP_0}$$

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 12.400 \$/kVA-año (pesos de diciembre de 2007), independientemente del Nivel de Tensión al cual esté conectado el usuario.
- CTr*: Capacidad de transformación (kVA), requerida para el servicio de respaldo.
- I_L*: Corresponde a las inversiones en líneas que son utilizadas para prestar el servicio de respaldo en proporción a la capacidad de respaldo requerida, en el nivel de tensión que se encuentra la conexión.
- I_E*: Corresponde a las inversiones en equipos que son utilizados para prestar el servicio de respaldo en proporción a la capacidad de respaldo requerida, en el nivel de tensión que se encuentra la conexión.

Para estos efectos la forma de calcular la inversión total correspondiente es:

- l*: Longitud (km), de la línea que es utilizada 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* definido en el capítulo 15.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

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 estos activos se considerarán de conexión y no se les aplicará lo dispuesto en la presente resolución sobre cargos por disponibilidad de capacidad de respaldo de la red.
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.
V_i :	Vida útil en años, reconocida para la UC i definidas en el capítulo 15.
IPP_m :	Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes m
IPP_o :	Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes de diciembre de 2007.

El reconocimiento de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, (AOM_{TOTAL}) 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 la tasa de retorno para la remuneración con la metodología de ingreso regulado.
- El valor del AOM será calculado a partir de la aplicación del porcentaje anual reconocido al OR en la remuneración de la actividad de distribución, aplicada a la inversión requerida para la prestación del servicio de capacidad de respaldo.

10.2 COSTO DE RESPALDO DE RED ($CRESP_{u,n}$).

El costo aquí calculado por respaldo de la red es un costo fijo calculado según la siguiente expresión:

$$CRESP_{u,n} = Dt_{n,j,m-1,t} * (365) * h * Pot_u$$

Donde:

$CRESP_{u,n}$:	Costo anual de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n , en pesos.
$Dt_{n,j,m,t}$:	Cargo por uso del nivel de tensión n del OR j en el mes m del año t en el que se realiza el cálculo del respaldo, en \$/kWh. Para el caso de nivel de tensión 4 es igual a $Dt_{4,R,m,t}$.
h :	Cantidad de horas del día en las que la carga del circuito o subestación del OR j donde se requiere el respaldo es igual o superior

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

al 95% de la máxima, según la curva definida según lo establecido en el numeral 10.4.

Pot_u: Es la potencia definida por el usuario *u*, en kW, sobre la cual se requiere respaldo.

10.3 CONTENIDO DEL CONTRATO DE RESPALDO.

Los contratos que se suscriban deben tener en cuenta las siguientes consideraciones mínimas:

- a. Condiciones de verificación anual de disponibilidad de carga en el punto donde se requiere el respaldo y condiciones de renegociación en caso de modificación de curva de carga o necesidad de distribución de disponibilidad para respaldo por otras solicitudes de respaldo en el mismo circuito o subestación.
- b. Capacidad de respaldo de red contratada, carga instalada del usuario, capacidad de auto o cogeneración, cálculo de la variable *CRESP_{u,n}* y valor del respaldo en cada año.
- c. El OR será responsable por la distribución de energía hasta el límite de potencia acordada.
- d. El pago del respaldo remunera la disponibilidad de la red en un momento determinado y es independiente del uso de la misma por lo que, cuando el usuario del STR o SDL haga uso de la red, pagará los cargos por uso que correspondan por la totalidad de la energía consumida.
- e. Cuando la potencia máxima alcanzada por un usuario del STR o SDL supere la potencia respaldada y ponga en riesgo el suministro del servicio a otros usuarios, el OR podrá instalar equipos para el control de la potencia máxima a ser entregada por la red. Los costos de suministro e instalación de estos equipos estarán a cargo del usuario del STR o SDL que incurrió en esta situación y su remuneración podrá ser acordada entre las partes en el contrato de respaldo que se suscriba.
- f. Cuando el respaldo de red solicitado requiera una ampliación de la infraestructura disponible no considerada en el plan de inversión de un OR, el (los) solicitante(s) deberá(n) asumir los costos asociados con dicha ampliación.

Cuando, para un año determinado, existan varias solicitudes de respaldo sobre una misma infraestructura de uso, la capacidad de la red para respaldo será distribuida de manera equitativa a prorrata de la potencia instalada de los usuarios que solicitaron el respaldo.

10.4 DETERMINACIÓN DE CURVAS DE CARGA.

Al momento de la solicitud de respaldo por parte de algún usuario, el OR debe calcular la curva de carga del circuito o subestación al cual se conecta el usuario, según los siguientes parámetros:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- a. La curva de carga se debe construir con base en la potencia promedio de cada hora, determinada a partir de las lecturas de energía o potencia disponibles. Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga.
- b. Los datos a utilizar deben corresponder a los registrados en los días hábiles del mes de septiembre anterior al mes de solicitud de respaldo.
- c. Se deben especificar los rangos de horas donde la potencia es igual o superior al 95% de la carga máxima.
- d. Para el nivel de tensión 1, las curvas pueden obtenerse de los equipos de medida instalados en el transformador de nivel de tensión 1 o puede utilizarse la del circuito de media tensión al cual se conecta dicho transformador.
- e. El OR tendrá la obligación de justificar detalladamente el nivel de congestión en cada una de las horas de los circuitos de la red de distribución a su cargo en donde se supera el límite establecido en el numeral relativo a la capacidad nominal del circuito.

10.5 INGRESOS RECIBIDOS POR RESPALDO.

Durante los primeros diez días calendario de cada año el OR deberá informar al LAC la sumatoria de los ingresos recibidos durante el año anterior por este concepto, por cada nivel de tensión, calculados según la siguiente expresión:

$$IRespaldo_{j,n,t} = \sum_{u=1}^U CRESP_{u,n,t-1}$$

Donde:

- IRespaldo_{j,n,t}*: Ingresos recibidos por parte del OR *j* en el nivel de tensión *n* por concepto de respaldo de red durante el año *t*.
- CRESP_{u,n,t}*: Costo de respaldo de red del usuario *u* en el nivel de tensión *n*, del año *t*. En pesos.
- U*: Cantidad de usuarios *u* que pagaron al OR *j* cargos por respaldo durante el año *t*, en un mismo nivel de tensión *n*.

En caso de que el LAC no reciba información alguna sobre un OR determinado, para efectos de cálculo de la liquidación correspondiente, el LAC asignará a dicho OR la variable *IRespaldo_{j,n,t}* de mayor valor entre las presentadas.

El valor de la variable *IRespaldo_{j,n,t}* será tenido en cuenta en la liquidación que haga el LAC para ser descontado de los costos anuales del OR correspondiente, según lo indicado en el numeral 2.7.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 11.COSTOS ASOCIADOS CON MUNT

Cuando un usuario solicite cambio de nivel de tensión y se tenga disponibilidad técnica para efectuarlo, el OR determinará y facturará al usuario los costos asociados con la migración de usuarios a niveles de tensión superiores según la siguiente expresión:

CMUNT_{u,n} = \sum_{p=1}^P \frac{(D_{n,m} - D_{nS,m}) * Consumo_u}{(1 + r)^p}

Donde:

- CMUNT_{u,n}: Costo asociado con el cambio de nivel de tensión de la conexión del usuario u, a ser descontado del ingreso anual en el nivel de tensión n (con n= 1, 2 o 3), en pesos
- D_{n,m}: Cargo por uso de sistemas de distribución Dt_{n,j,m,t}, (con n= 1, 2 o 3), correspondiente al nivel de tensión n, donde está conectado originalmente el usuario, para el mes m.
- D_{nS,m}: Cargo por uso de sistemas de distribución Dt_{4,r,m,t} o Dt_{n,j,m,t}, (con n= 2 o 3), correspondiente al nivel de tensión n superior, al cual se solicita la migración, del mes m en el que se realiza la solicitud de migración.
- Consumo_u: Consumo anual promedio, en kWh, del usuario que solicita la migración.
- r: Tasa de remuneración de la actividad de distribución para un esquema de ingreso máximo.
- p: Número de años de que trata la Resolución CREG 070 de 1998 para la planeación de mediano plazo e igual a 5.

Durante los primeros 10 días calendario de cada año, para cada nivel de tensión, el OR debe reportar al LAC el valor de la variable IMunts_{j,n,t}, con base en la siguiente expresión.

IMunts_{j,n,t} = \sum_{u=1}^U CMUNT_{u,n,t-1}

Donde:

- IMunts_{j,n,t}: Ingresos del OR j en el nivel de tensión n en el año t, con (n=1, 2 o 3) por concepto de migración de usuarios de este nivel de tensión a un nivel superior.
- CMUNT_{u,n,t}: Costo asociado con el cambio de nivel de tensión de la conexión del usuario u, a ser descontado del ingreso anual en el nivel de tensión n (con n= 1, 2 o 3), del año t, en pesos
- U: Cantidad de usuarios u que migraron entre niveles en el sistema operado por el OR j durante el año t.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 12. COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA

El costo del transporte de energía reactiva se efectuará con base en la siguiente expresión:

$$CTER_{u,n,h,m,j} = ER_{u,h,m,j} * M * D_{n,h,m}$$

Donde:

CTER_{u,n,h,m,j}: Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL *u*, en pesos, del nivel de tensión *n*, en la hora *h* del mes *m*, del sistema operado por el OR *j*.

ER_{u,h,m,j}: Cantidad de energía reactiva transportada en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL *u*, en la hora *h* del mes *m*, en el sistema del OR *j*, en kVar.

D_{n,h,m}: Cargo por uso de sistemas de distribución para el transporte de energía reactiva. Es igual al cargo por uso del nivel de tensión *n* en la hora *h* del mes *m* que enfrenta un usuario conectado al sistema, cuando se registró el transporte de energía reactiva.

El cargo por uso aplicable para el pago del transporte de energía reactiva por parte del usuario del STR o SDL será igual al cargo por uso de energía activa que enfrenta en función del sistema y el nivel de tensión en el que se encuentre conectada la frontera. En el nivel de tensión 4 el cargo será igual al calculado para cargos por uso en el STR; en un SDL que sea parte de un ADD será el cargo único por nivel de tensión del ADD y para aquellos sistemas que no son parte de ADD el cargo por uso será el del OR respectivo.

M: Variable asociada con el periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva sobre el límite establecido, variando entre 1 y 12.

Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier período horario en diez (10) días o menos en un mismo mes calendario, la variable *M* será igual a 1.

Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier período horario en más de diez (10) días en un mismo mes calendario, la variable *M* será igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente esta condición y, a partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta variable se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12. Si la condición desaparece durante más de seis meses consecutivos, la variable reiniciará a partir de 1.

Durante los primeros doce meses de vigencia de la presente resolución este factor será igual a 1.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

El pago del costo de transporte de energía reactiva se deberá efectuar cuando un OR o un usuario final se encuentren incursos en alguna de las siguientes condiciones:

- a. Cuando la energía reactiva (kVArh) inductiva consumida por un OR sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario en los niveles de tensión 3, 2 o 1. En este caso, para calcular el exceso de transporte de energía reactiva se deberá sumar la energía reactiva horaria de los puntos de frontera de un mismo sistema, entendiéndose como punto de frontera los puntos de conexión con otros sistemas (STN, OR) en un mismo nivel de tensión. El balance se calculará con base en las sumas aritméticas, considerando la dirección de los flujos de energía activa y reactiva a través de dichos puntos de frontera. El pago se distribuirá entre los OR que transportan dicha energía reactiva a prorrata de la cantidad de kVAr transportados.
- b. Cuando un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva superior al cincuenta por ciento (50 %) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario. En caso que la energía activa sea igual a cero en algún periodo y exista transporte de energía reactiva inductiva, el costo del transporte de energía reactiva se efectuará sobre la totalidad de energía reactiva registrada en dicho período.
- c. Cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independientemente del valor de energía activa, se cobrará el costo de transporte de energía reactiva sobre la totalidad de energía reactiva registrada.

El costo de transporte de energía reactiva en exceso será liquidado y facturado directamente por el OR que entrega la energía reactiva al OR que la consume o al comercializador que represente el usuario causante del transporte de energía reactiva, quien a su vez trasladará este cobro al usuario final.

El 50% de dichos valores deberán ser reportados anualmente al LAC para que sean restados de la liquidación de ingresos de que trata el capítulo 2.

Se exceptúa de pago del costo de transporte de energía reactiva a las plantas generadoras, las cuales están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva.

Durante los primeros 10 días calendario de cada año, para cada nivel de tensión, el OR debe reportar al LAC el valor de la variable $IReactiva_{j,n,t}$, con base en la siguiente expresión.

$$IReactiva_{j,n,t} = \frac{1}{2} \sum_{u=1}^U \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{24} CTER_{u,n,h,m,j,t-1}$$

Donde:

$IReactiva_{j,n,t}$: Ingresos a descontar al OR j en el nivel de tensión n por concepto de transporte de energía reactiva en exceso durante el año t .

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$CTER_{u,n,h,m,j,t-1}$: Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL u , en pesos, del nivel de tensión n , en la hora h del mes m , del sistema operado por el OR j .

U : Cantidad de usuarios u que pagaron al OR j cargos por transporte de energía reactiva durante el año t , en un mismo nivel de tensión n .

En caso de que el LAC no reciba información alguna sobre un OR determinado, para efectos de cálculo de la liquidación correspondiente, el LAC asignará a dicho OR la variable $IReactiva_{j,n,t}$ de mayor valor entre las presentadas.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 13. REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES

De acuerdo con las obligaciones señaladas en el Decreto 1623 de 2015, modificado por el Decreto 1513 de 2016, a continuación, se establecen las reglas para la remuneración de proyectos de expansión de cobertura de los OR en zonas interconectables al SIN.

13.1 ALCANCE

Las reglas contenidas en este capítulo serán aplicables aquellos proyectos de expansión de cobertura que presenten los OR con propósito de interconectar usuarios ubicados en zonas interconectables como se definen en el Decreto 1623 de 2015 o aquel que lo modifique o complementa y que se encuentren en las necesidades identificadas por la Unidad de Planeación Minero Energética en el último Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC, vigente.

13.2 CRITERIOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LOS PROYECTOS

Los criterios para la presentación de los proyectos de expansión de cobertura para su remuneración son los siguientes:

- a. A partir de las necesidades identificadas en el PIEC vigente, el OR deberá elaborar un plan anual de expansión de cobertura para interconectar a los usuarios potenciales ubicados en zonas interconectables a su sistema.
- b. Los OR deberán determinar los usuarios sin servicio ubicados en zonas interconectables a su sistema, esta información deberá emplearse en la elaboración de su plan anual de expansión de cobertura y deberá suministrarse a la UPME en los términos que esta determine.
- c. El plan anual de expansión debe incluir cada uno de los proyectos de inversión que permitan la interconexión de los usuarios junto con la evaluación de su viabilidad económica.

Este plan debe ser enviado a la UPME quien evaluará si los proyectos de inversión propuestos corresponden a la mejor solución energética y que además corresponda a una necesidad identificada en el PIEC.

Los OR deberán aplicar el procedimiento que la UPME establezca para la evaluación de los proyectos de inversión propuestos y suministrar toda la información necesaria en los términos que la UPME determine.

- d. Los OR deberán enviar a la Comisión el plan de expansión de cobertura ajustado y el concepto de aprobación emitido por la UPME para los proyectos de inversión.
- e. Los proyectos presentados solo pueden incluir activos de uso asimilados a las UC definidas en el capítulo 14.
- f. No se deben incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público o de conexión.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- g. El OR deberá valorar de forma separada cada proyecto de expansión de cobertura de su plan empleando las unidades constructivas definidas en el capítulo 14.
- h. Los proyectos deberán incluir la instalación de sistemas de medición en los niveles de tensión 2 y 3 que permitan determinar la energía de entrada y realizar balances de energía a cada uno de los proyectos además de medidores en los transformadores de distribución. Estos activos no podrán hacer parte del plan de inversiones de que trata el capítulo 6.
- i. El OR deberá suministrar toda la información necesaria de los proyectos para su valoración, priorización y su remuneración.

13.3 PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS

Los proyectos presentados por los OR serán priorizados de acuerdo con los criterios que defina el Ministerio de Minas y Energía, MME.

En la remuneración se incluirán los proyectos considerando el máximo incremento tarifario establecido por el MME, aquellos proyectos no incluidos en la remuneración serán remitidos a la UPME, en cumplimiento del Decreto 1513 de 2016.

13.4 SOLICITUD ANUAL DE REMUNERACIÓN

Los OR deben presentar los proyectos de expansión de cobertura del primer año en la solicitud inicial y el último día hábil del mes de agosto de cada año deben presentar los proyectos de expansión de cobertura del año siguiente.

En circular aparte la Comisión establecerá el procedimiento y formato de solicitud de remuneración, como mínimo la solicitud debe incluir:

- a. Listado de proyectos.
- b. Listado de unidades constructivas que conforman cada proyecto.
- c. Valoración del proyecto con las UC definidas en el capítulo 14.
- d. Código de la subestación, alimentador y nodo eléctrico en donde se planea conectar el proyecto.
- e. Número de usuarios potenciales y proyección de demanda a atender.
- f. Ubicación geográfica de los usuarios potenciales.
- g. Concepto de aprobación por parte de la UPME.
- h. Las demás que la circular señale.

13.5 VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS

La valoración de los proyectos de expansión de cobertura se calculará de la siguiente forma:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

$$IEXC_{p,j,t} = \sum_{l=1}^{L_{p,j,t}} \sum_{n=1}^{N_{p,j,t}} IEXC_{p,j,n,l,t}$$

IEXC_{p,j,t}: Valor de la inversión asociada al proyecto *p* de expansión de cobertura del OR *j* para el año *t*.

IEXC_{p,j,n,l,t}: Valor del proyecto de expansión *p* del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría *l* para el año *t*.

L_{p,j,t}: Número total de categorías *l* incluidas en proyecto de expansión de cobertura *p* del OR *j* para el año *t*.

N_{p,j,t}: Número total de niveles de tensión del proyecto de expansión de cobertura *p* del OR *j* para el año *t*.

La variable *IEXC_{p,j,n,l,t}* se calcula de la siguiente forma:

$$IEXC_{p,j,n,l,t} = \sum_{i=1}^{UCP_{p,j,n,l,t}} FTR_i * CR_i * PU_i * (1 - RPP_i)$$

Donde:

IEXC_{p,j,n,l,t}: Valor del proyecto de expansión *p* del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría *l* para el año *t*.

UCP_{p,j,n,l,t}: Número de UC incluidas en el proyecto de expansión *p* del OR *j* en el nivel de tensión *n* en la categoría de activos *l* durante el año *t*. No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

FTR_i: Factor que remunera el costo adicional por personal y transporte de la unidad constructiva *i*. Para los niveles de tensión 1 y 2 corresponde a 1,08, mientras que para los niveles de tensión 3 y 4 es 1.

CR_i: Valor de la UC *i*, definidos en el capítulo 14.

PU_i: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida mediante cargos por uso.

RPP_i: Fracción del costo de la UC *i* que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.

13.6 OBLIGACIONES DE LOS OR

Frente a los proyectos de expansión de cobertura puestos en operación por los OR, estos deben:

- a. Realizar el reporte anual de las unidades constructivas de los proyectos.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- b. Incluir en su sistema de información geográfica los proyectos puestos en operación, como mínimo con las características técnicas de los apoyos, líneas y transformadores de distribución y diferenciados de la demás infraestructura. La georreferenciación de la infraestructura deberá incluir la totalidad de las redes de nivel de tensión 1.
- c. La información georreferenciada se debe mantener actualizada.

En caso que el OR no reporte la información de los proyectos en operación no podrá solicitar la remuneración de nuevos proyectos.

13.7 CÁLCULO DEL INCREMENTO TARIFARIO

Para establecer los proyectos de expansión de cobertura que se incluirán en el cargo que remunera la actividad de distribución de energía eléctrica, la Comisión priorizará los proyectos presentados por los OR de acuerdo con los criterios que señale el MME e incluirá en la variable $IAEC_{j,n,l,t}$ los proyectos priorizados sin que se supere el valor del máximo incremento tarifario establecido.

El valor total de los proyectos de expansión de cobertura aprobados se calculará de la siguiente forma:

$$IAEC_{j,n,l,t} = \sum_{p=1}^{PEC_{j,n,l,t}} IEXC_{p,j,n,l,t}$$

- $IAEC_{j,n,l,t}$: Inversión aprobada en proyectos de expansión de cobertura del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t .
- $IEXC_{p,j,n,l,t}$: Valor del proyecto de expansión p del OR j en el nivel de tensión n en la categoría l para el año t .
- $PEC_{j,n,l,t}$: Número de proyectos aprobados al OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t . Solamente se incluyen los proyectos priorizados que no implican superar el máximo incremento tarifario establecido por el MME. No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

El valor total de los proyectos de expansión de cobertura puestos en operación se calculará de la siguiente forma:

$$IREC_{j,n,l,t} = \sum_{i=1}^{UCPR_{j,n,l,t}} FTR_i * CR_i * PU_i * (1 - RPP_i)$$

- $IREC_{j,n,l,t}$: Inversión en activos puestos en operación en los proyectos de expansión de cobertura del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t de acuerdo con este capítulo.
- $UCPR_{p,j,n,l,t}$: Número de UC puestas en operación en los proyectos de expansión de cobertura del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- FTR_i*: Factor que remunera el costo adicional por personal y transporte de la unidad constructiva *i*. Para los niveles de tensión 1 y 2 corresponde a 1,08, mientras que para los niveles de tensión 3 y 4 es 1.
- CR_i*: Valor de la UC *i*, definidos en el capítulo 14.
- PU_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida mediante cargos por uso.
- RPP_i*: Fracción del costo de la UC *i* que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.

13.8 FORMATO DE REPORTE DE INFORMACIÓN

La CREG en circular aparte, publicará el contenido del informe, los formatos y el procedimiento de reporte de los proyectos de expansión de cobertura para los que se solicita su remuneración y de aquellos puestos en operación.

13.9 SEGUIMIENTO PLANES DE EXPANSIÓN DE COBERTURA

Los proyectos de inversión ejecutados por los OR en cumplimiento de su plan anual de expansión de cobertura se incluirán en el proceso de seguimiento establecido en el numeral 6.5.

13.10 PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

Los proyectos de inversión ejecutados por los OR en cumplimiento de su plan anual de expansión de cobertura se incluirán en el proceso de publicidad y difusión establecido en el numeral 6.7.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 14. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS NUEVOS

En este capítulo se definen las UC de los STR y SDL para la valoración de las inversiones en todos los niveles de tensión a realizar durante el periodo tarifario.

Los costos socio-ambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación del proyecto de la siguiente manera:

- Cuando dichos costos sean menores o iguales al 5% del valor de las UC de los activos relacionados, se reconocerán de acuerdo con lo reportado mediante los comprobantes de costo que correspondan.
- En el caso de las servidumbres cuyo valor exceda el 5% del costo de las UC del proyecto, serán reconocidos de acuerdo con la escritura pública que se constituya según el valor que se determine a través de sentencia judicial. Los costos sociales o ambientales que superen el 5% del costo de las UC del proyecto serán reconocidos según la mejor alternativa aprobada por la ANLA o la autoridad que corresponda en cada caso.

Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los OR podrán solicitar a la Comisión la creación de UC especiales. La solicitud debe estar acompañada de las consideraciones técnicas que justifican la creación de la UC especial, el costo detallado de cada equipo que la compone y los costos de instalación asociados. Para adquisiciones directas se debe adjuntar tres cotizaciones de suministro e instalación de los equipos que la conforman y para adquisiciones a través de concursos abiertos o licitaciones se deben enviar los documentos que acreditan su realización incluyendo los pliegos de solicitudes, términos de referencia, etc.

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:

14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES

- a. 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.
- b. Pertenecen a 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 este nivel de tensión, los módulos de barraje, 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 con tensión secundaria de nivel de tensión 4.
- c. Para las UC de transformadores de potencia se define un componente de costo fijo de instalación y un componente de costo variable por MVA para cada tipo

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

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.

- d. Se definen UC de equipos en niveles de tensión 4, 3 y 2, que corresponden a elementos no incluidos en las UC de subestaciones del respectivo nivel de tensión y que el OR puede reportar en forma separada, en caso de contar con estos equipos en su sistema.
- e. Para los niveles de tensión 3 y 2 las bahías de conexión de equipos de compensación se asimilan a las UC de bahía de línea para la respectiva configuración y nivel de tensión.
- f. El módulo común es el conjunto de equipos y obras comunes que sirven a la subestación en ese nivel de tensión y está compuesto por servicios auxiliares, malla de puesta a tierra y obras civiles no asociadas a una UC en particular.
- g. Los elementos de protección de barras, sistemas de control y comunicaciones se reconocen como UC de centros de control.
- h. El edificio de control se reconoce como una UC denominada casa de control.
- i. Se debe reportar una UC de módulo común por cada nivel de tensión existente en la subestación exceptuando el nivel 1.
- j. El costo de la UC de módulo común se define por bahía y, por tanto, para calcular el valor del módulo común, primero se debe ubicar el tipo de módulo común por nivel de tensión al que pertenece una subestación y luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación, en dicho nivel de tensión, por el valor de la UC correspondiente. La cantidad de celdas no se considera para efectos de definir el tipo de módulo común de la subestación.
- k. En subestaciones con nivel de tensión 4, se definen dos grupos de UC de módulos comunes dependiendo de si se trata de subestaciones convencionales o encapsuladas y por nivel de tensión y conforme al número de bahías así: módulo común tipo 1 para S/E de 1 a 4 bahías, módulo común tipo 2 para S/E de 5 a 8 bahías, módulo común tipo 3 para S/E de 9 a 12 bahías y módulo común tipo 4 para S/E con más de 12 bahías. Luego de conocer la clasificación de la UC, se debe multiplicar el valor de la UC por el número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es por bahía.
- l. En subestaciones de nivel de tensión 4, las UC de módulo de barraje se asocian con el número de bahías de este nivel de tensión existentes en la subestación así: módulo de barraje tipo 1 para S/E de 1 a 4 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 5 a 8 bahías; módulo de barraje tipo 3 para S/E de 9 a 12 bahías y módulo de barraje tipo 4 para S/E con más de 12 bahías.
- m. En subestaciones con nivel de tensión 3, se definen 4 UC de modulo común por bahía: módulo común tipo 1 para S/E de 1 a 3 bahías, módulo común tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías, módulo común tipo 3 para S/E con más de 6 bahías y módulo común tipo 4 para S/E con celdas en el lado de alta y que no tienen bahías. Luego de conocer la clasificación de la UC, se debe multiplicar el valor de la UC por el número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es por bahía.
- n. En subestaciones con nivel de tensión 3, las UC de módulo de barraje se asocian al número de bahías de este nivel de tensión existentes en la

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

subestación así: módulo de barraje tipo 1 para S/E de 1 a 3 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías; módulo de barraje tipo 3 para S/E con más de 6 bahías.

- o. En subestaciones con nivel de tensión 2, se definen 4 UC de modulo común por bahía: módulo común tipo 1 para S/E de 1 a 3 bahías, módulo común tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías, módulo común tipo 3 para S/E con más de 6 bahías y módulo común tipo 4 para S/E tipo interior. Luego de conocer la clasificación de la UC, se debe multiplicar el valor de la UC por el número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es por bahía.
- p. En subestaciones con nivel de tensión 2, las UC de módulo de barraje se asocian al número de bahías o módulos de este nivel de tensión existentes en la subestación así: módulo de barraje tipo 1 para S/E de 1 a 3 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías; módulo de barraje Tipo 3 para S/E con más de 6 bahías.
- q. 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 conforme con la siguiente expresión:

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

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 nivel de tensión 2, 3, 4 o conexión al STN o para cualquier transformador de potencia de la subestación.
- Bh_{n,s}*: Número de bahías de transformador y de línea de los niveles de tensión 2, 3, 4 y conexión al STN y transformadores de potencia existentes en la subestación *s*
- 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, 4 o Conexión al STN). Incluyendo las celdas de respaldo reconocidas.
- CC*: Costo por metro cuadrado del edificio de control de la subestación igual a \$ 2.676.000/m² (\$ de la fecha de corte)

- r. El OR deberá reportar el área obtenida de la aplicación de la anterior fórmula para cada subestación que cuente con casa de control.
- s. 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.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

- t. 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.

- u. No se definen UC de compensación reactiva para los niveles de tensión 3 y 4, los equipos de compensación que se instalen en el sistema deberán presentarse como unidades constructivas especiales siguiendo los lineamientos que para tal fin se establecen en este capítulo
- v. Los sistemas de información geográfica, GIS, deben ser solicitados como unidades constructivas especiales siguiendo los lineamientos que para tal fin se establecen en este capítulo
- w. Para las estaciones maestras de los centros de control se deberá seguir el procedimiento de las unidades constructivas especiales, como máximo se reconocerá hasta un valor del doble de las unidades constructivas que aparecen en la Tabla 21
- x. 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.

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

14.2UC ASOCIADAS A LÍNEAS

- a. Para líneas subterráneas de niveles de tensión 4, 3 y 2 el OR debe reportar solamente una UC de canalización y por separado las respectivas UC de conductores de cada nivel de tensión.
- b. Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 2, 3 y 4 se deben reportar las estructuras de suspensión o de retención, las cuales ya incluyen el montaje, obra civil e ingeniería, así como todos los accesorios, puesta a tierra y los elementos requeridos para su normal funcionamiento. Adicional a lo anterior, se deberá declarar el conductor correspondiente, dependiendo de si se trata de líneas aéreas, compactas o subterráneas. 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 esto se debe reportar el nivel de aislamiento real.
- c. Para las líneas de niveles de tensión 4, 3 y 2 se deberán reportar los apoyos georreferenciados y seleccionar el tipo de conductor correspondiente de los tramos de la línea.
- d. El costo anual equivalente de las UC correspondientes a la estación maestra de control, se distribuirá en igual proporción entre los niveles de tensión 4, 3 y 2.
- e. La parte correspondiente de control y protección asociada a las bahías de línea y de transformación se encuentran en la UC de control.
- f. Se define el control de las subestaciones dependiendo del número de bahías que opera la subestación
- g. Se define el valor de la estación de control maestra, de acuerdo con sus funcionalidades
- h. 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.
- i. Se define el factor FUi, que corresponde a la porción de la unidad constructiva, UC, que se repone

En este listado se establecen los costos de referencia para cada UC, para las UC de transformadores y equipos de compensación se establece adicionalmente el costo unitario de instalación.

Tabla 8 UC de módulos de transformador de conexión al STN y Otros

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N5S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	795.285.000
N5S4	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1.097.773.000
N5S6	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	1.022.513.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N5S8	Bahía de transformador - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	1.314.962.000
N5S10	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	1.271.366.000
N5S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)	4.487.418.000

Tabla 9 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	558.336.000
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	518.134.000
N4S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	664.890.000
N4S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	664.523.000
N4S5	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	855.350.000
N4S6	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	851.003.000
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	721.233.000
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	684.691.000
N4S9	Bahía de línea - configuración interruptor y medio - tipo convencional	672.186.000
N4S10	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional	672.043.000
N4S11	Bahía de línea - configuración en anillo - tipo convencional	656.343.000
N4S12	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional	735.313.000
N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	1.436.970.000
N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(SF6)	1.397.135.000
N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	1.438.534.000
N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)	1.398.699.000
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	162.380.000
N4S21	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional	212.892.000
N4S22	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra sencilla - tipo convencional	261.839.000
N4S23	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra sencilla - tipo convencional	310.350.000
N4S24	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble - tipo convencional	189.363.000
N4S25	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble - tipo convencional	260.590.000
N4S26	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble - tipo convencional	384.615.000
N4S27	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble - tipo convencional	455.842.000
N4S28	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	158.075.000
N4S29	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	229.302.000
N4S30	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	353.328.000
N4S31	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	424.555.000
N4S32	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	156.024.000
N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	224.888.000
N4S34	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	346.551.000
N4S35	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	415.415.000
N4S36	Módulo de barraje tipo 2 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	322.010.000
N4S37	Módulo de barraje tipo 3 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	513.083.000
N4S38	Módulo de barraje tipo 4 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	617.690.000
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	454.234.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	367.265.000
N4S43	Módulo común/bahía tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	330.559.000
N4S44	Módulo común/bahía tipo 4 (más de 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	312.251.000
N4S46	Campo móvil encapsulado nivel 4	2.414.575.000
N4S47	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional	264.443.000
N4S49	Bahía de línea - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	863.661.000
N4S50	Bahía de transformador - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	862.733.000
N4S51	Corte central configuración interruptor y medio - tipo convencional	476.737.000
N4S52	Bahía de transferencia configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	353.487.000
N4S53	Bahía de acople configuraciones con doble barra	515.435.000
N4S54	Bahía de seccionamiento configuraciones barra sencilla	353.145.000
N4S55	Bahía de seccionamiento configuraciones con doble barra	633.337.000
N4S56	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)	1.132.458.000
N4S57	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	88.373.000
N4S58	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	126.219.000
N4S59	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	183.482.000
N4S60	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	221.328.000
N4S61	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	277.655.000
N4S62	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	226.001.000
N4S63	Módulo común/bahía tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	204.992.000
N4S64	Módulo común/bahía tipo 4 (más de 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	196.343.000
N4S65	Bahía de compensación paralela en línea fija - cualquier configuración - tipo convencional	737.026.000
N4S66	Bahía de compensación paralela en línea maniobrable - cualquier configuración - tipo convencional	723.034.000

Tabla 10 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional	261.078.000
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	241.884.000
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	317.642.000
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	317.515.000
N3S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	320.391.000
N3S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	291.389.000
N3S7	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	614.746.000
N3S8	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	586.610.000
N3S9	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	614.746.000
N3S10	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	586.610.000
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire	260.919.000
N3S13	Bahía de llegada o salida - subestación convencional reducida	129.375.000
N3S17	Bahía de llegada o salida - subestación reducida o rural	23.990.000
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional	221.101.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N3S20	Bahía de acople - tipo encapsulada (SF6)	479.473.000
N3S24	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 1	56.580.000
N3S25	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 2	80.313.000
N3S26	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3	80.369.000
N3S27	Módulo de barraje - barra doble - tipo 1	63.204.000
N3S28	Módulo de barraje - barra doble - tipo 2	118.990.000
N3S29	Módulo de barraje - barra doble - tipo 3	146.938.000
N3S30	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 1	63.204.000
N3S31	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 2	118.990.000
N3S32	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 3	146.938.000
N3S34	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	113.423.000
N3S35	Módulo común/bahía - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	87.758.000
N3S36	Módulo común/bahía - tipo 3 (más de 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	85.925.000
N3S37	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior	41.345.000
N3S39	Subestación móvil 30 MVA	2.981.523.000
N3S40	Subestación móvil 15 MVA	2.316.649.000
N3S41	Subestación móvil 21 MVA	2.300.652.000
N3S42	Subestación móvil 7.5 MVA	821.661.000
N3S43	Subestación simplificada (rural)	98.871.000
N3S60	Módulo común - tipo 5 - subestación convencional reducida	44.397.000
N3S61	Gabinete de llegada o salida - subestación tipo interior-SF6 - barra sencilla	336.896.000
N3S62	Cables de salida de circuito - subestación tipo interior	39.037.000

Tabla 11 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	227.716.000
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	178.793.000
N2S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	278.297.000
N2S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	281.220.000
N2S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	281.194.000
N2S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	284.177.000
N2S7	Bahía de línea - subestación reducida	84.103.000
N2S8	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - tipo convencional	221.565.000
N2S9	Celda de salida de circuito - subestación tipo interior	100.599.000
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	100.599.000
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	100.599.000
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	49.624.000
N2S14	Cables llegada transformador - subestación tipo interior-aire	85.610.000
N2S15	Celda de salida de circuito - doble barra - subestación tipo interior-aire	100.599.000
N2S16	Celda de llegada de transformador - doble barra - subestación tipo interior-aire	100.599.000
N2S17	Celda de interconexión o de acople - doble barra - subestación tipo interior-aire	100.599.000
N2S18	Celda de medida o auxiliares - doble barra - subestación tipo interior-aire	49.446.000
N2S20	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 1	49.786.000
N2S21	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 2	70.931.000
N2S22	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 3	70.980.000
N2S23	Módulo de barraje - barra doble tipo 1	56.761.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N2S24	Módulo de barraje - barra doble tipo 2	107.702.000
N2S25	Módulo de barraje - barra doble tipo 3	133.221.000
N2S26	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 1	56.761.000
N2S27	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 2	107.702.000
N2S28	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 3	133.221.000
N2S60	Gabinete de salida - subestación aislada en SF6 - barra sencilla	223.191.000
N2S61	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	73.167.000
N2S62	Módulo común/bahía - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	58.337.000
N2S63	Módulo común/bahía - tipo 3 (más de 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	56.926.000
N2S64	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior	40.513.000

Tabla 12 Unidades constructivas de líneas de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N4L60	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	46.108.000
N4L61	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	54.549.000
N4L62	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	54.473.000
N4L63	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito doble - retención	75.828.000
N4L64	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	56.776.000
N4L65	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	91.862.000
N4L66	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	77.640.000
N4L67	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito doble - retención	117.090.000
N4L68	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	59.748.000
N4L69	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	102.298.000
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	74.138.000
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	124.011.000
N4L72	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito sencillo - suspensión	47.864.000
N4L73	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito sencillo - retención	82.050.000
N4L74	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito doble - suspensión	65.629.000
N4L75	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito doble- retención	105.828.000
N4L76	Banco de ductos - línea subterránea - Circuito sencillo	2.160.007.000
N4L77	Banco de ductos - línea subterránea - Circuito doble	2.296.884.000
N4L78	Box-Culvert - línea subterránea - Circuito sencillo	2.842.182.000
N4L79	Box-Culvert - línea subterránea - Circuito doble	3.447.623.000
N4L80	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 266 kcmil	39.329.000
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	45.054.000
N4L82	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 397 kcmil	50.434.000
N4L83	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 477 kcmil	57.697.000
N4L84	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 605 kcmil	72.744.000
N4L85	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 795 kcmil	90.172.000
N4L86	Cable para red compacta XLPE 800 mm ²	1.330.618.000
N4L87	Cable para red compacta XLPE 1000 mm ²	1.729.846.000
N4L88	Cable para red compacta XLPE 1200 mm ²	2.129.075.000
N4L89	Cable de guarda	4.163.000
N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	1.642.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	1.502.000
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	30.407.000
N4L94	Fibra óptica tipo adosada	64.020.000

Tabla 13 UC de líneas de nivel de tensión 3.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N3L60	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	3.943.000
N3L61	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención	6.953.000
N3L62	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - suspensión	4.940.000
N3L63	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - retención	7.034.000
N3L64	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito sencillo - suspensión	7.482.000
N3L65	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito sencillo - retención	11.952.000
N3L66	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito doble - suspensión	8.703.000
N3L67	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito doble - retención	13.898.000
N3L68	Estructura de concreto (2000 kg 27m) - retención	23.603.000
N3L69	Estructura de concreto (3000 kg 27 m) - suspensión	30.714.000
N3L70	Torrecilla - Circuito sencillo - suspensión	22.616.000
N3L71	Torrecilla - Circuito sencillo - retención	22.616.000
N3L72	Torrecilla de - Circuito doble - suspensión	23.685.000
N3L73	Torrecilla de - Circuito doble - retención	29.763.000
N3L74	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	13.426.000
N3L75	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - retención	16.435.000
N3L76	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito doble - suspensión	14.422.000
N3L77	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito doble - retención	18.292.000
N3L78	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito sencillo - suspensión	26.446.000
N3L79	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito sencillo - retención	30.916.000
N3L80	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito doble - suspensión	27.592.000
N3L81	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito doble - retención	32.863.000
N3L82	Canalización 4*6"	512.465.000
N3L83	Canalización 6*6"	659.760.000
N3L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	15.170.000
N3L85	km de conductor (3 fases) ACSR 1 AWG	16.206.000
N3L86	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	17.638.000
N3L87	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	19.471.000
N3L88	km de conductor (3 fases) ACSR 3/0 AWG	21.878.000
N3L89	km de conductor (3 fases) ACSR 4/0 AWG	25.204.000
N3L90	km de conductor (3 fases) ACSR 336 kcmil	35.012.000
N3L91	km de conductor (3 fases) semiaislado 4 AWG	14.491.000
N3L92	km de conductor (3 fases) semiaislado 2 AWG	17.923.000
N3L93	km de conductor (3 fases) semiaislado 1 AWG	21.100.000
N3L94	km de conductor (3 fases) semiaislado 1/0 AWG	26.209.000
N3L95	km de conductor (3 fases) semiaislado 2/0 AWG	33.813.000
N3L96	km de conductor (3 fases) semiaislado 3/0 AWG	45.389.000
N3L97	km de conductor (3 fases) semiaislado 4/0 AWG	63.988.000
N3L98	km de conductor (3 fases) semiaislado 266 kcmil	208.008.000
N3L99	km de conductor (3 fases) semiaislado 336 kcmil	250.326.000
N3L100	km de conductor (3 fases) semiaislado 477 kcmil	363.887.000
N3L101	km de conductor (3 fases) semiaislado 795 kcmil	664.808.000
N3L102	km de conductor (3 fases) EPR 1/0 AWG	170.662.000
N3L103	km de conductor (3 fases) EPR 2/0 AWG	187.366.000
N3L104	km de conductor (3 fases) EPR 3/0 AWG	208.311.000
N3L105	km de conductor (3 fases) EPR 4/0 AWG	233.672.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N3L106	km de conductor (3 fases) EPR 250 kcmil	276.723.000
N3L107	km de conductor (3 fases) EPR 300 kcmil	305.108.000
N3L108	km de conductor (3 fases) EPR 350 kcmil	333.290.000
N3L109	km de conductor (3 fases) EPR 400 kcmil	367.944.000
N3L110	km de conductor (3 fases) EPR 500 kcmil	422.824.000
N3L111	km de conductor (3 fases) EPR 600 kcmil	479.210.000
N3L112	km de conductor (3 fases) EPR 750 kcmil	558.974.000
N3L113	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 2 AWG	222.995.000
N3L114	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 2/0 AWG	233.828.000
N3L115	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 3/0 AWG	246.777.000
N3L116	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 4/0 AWG	261.654.000
N3L117	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 250 kcmil	282.576.000
N3L118	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 300 kcmil	297.326.000
N3L119	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 350 kcmil	311.340.000
N3L120	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 400 kcmil	332.629.000
N3L121	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 500 kcmil	357.310.000
N3L122	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 600 kcmil	381.154.000
N3L123	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 750 kcmil	412.759.000
N3L124	Cable de Guarda	3.655.000
N3L125	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	1.642.000
N3L126	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	376.000
N3L127	Poste metálico de 14 m 750 kg	3.699.000
N3L128	Poste metálico de 14 m 1050 kg	5.747.000

Tabla 14 UC de líneas de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N2L70	Poste de concreto de 12 m 510 kg - suspensión	3.215.000
N2L71	Poste de concreto de 12 m 1050 kg - retención	4.226.000
N2L72	Poste de concreto de 12 m 750 kg - retención	4.086.000
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg - suspensión	5.315.000
N2L74	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg - retención	7.383.000
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	6.029.000
N2L76	Canalización urbana 2x4"	369.585.000
N2L77	Canalización urbana 4x4"	525.751.000
N2L78	Canalización urbana 6x4"	550.569.000
N2L79	Canalización urbana 6x4" y 3x6"	828.685.000
N2L80	km de conductor (3 fases) ACSR 4 AWG	10.968.000
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	12.347.000
N2L82	km de conductor (3 fases) ACSR 1 AWG	13.383.000
N2L83	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	14.814.000
N2L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	16.647.000
N2L85	km de conductor (3 fases) ACSR 3/0 AWG	21.807.000
N2L86	km de conductor (3 fases) ACSR 4/0 AWG	25.134.000
N2L87	km de conductor (3 fases) ACSR 266 kcmil	29.314.000
N2L88	km de conductor (3 fases) ACSR 336 kcmil	34.942.000
N2L89	km de conductor (3 fases) ACSR 397 kcmil	40.231.000
N2L90	km de conductor (3 fases) ACSR 477 kcmil	47.372.000
N2L91	km de conductor (3 fases) ACSR 605 kcmil	55.555.000
N2L92	km de conductor (3 fases) ACSR 795 kcmil	72.689.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N2L93	km de conductor (3 fases) semiaislado 4 AWG	11.668.000
N2L94	km de conductor (3 fases) semiaislado 2 AWG	15.099.000
N2L95	km de conductor (3 fases) semiaislado 1 AWG	18.277.000
N2L96	km de conductor (3 fases) semiaislado 1/0 AWG	23.386.000
N2L97	km de conductor (3 fases) semiaislado 2/0 AWG	30.990.000
N2L98	km de conductor (3 fases) semiaislado 3/0 AWG	54.035.000
N2L99	km de conductor (3 fases) semiaislado 4/0 AWG	72.635.000
N2L100	km de conductor (3 fases) semiaislado 266 kcmil	99.764.000
N2L101	km de conductor (3 fases) semiaislado 336 kcmil	142.081.000
N2L102	km de conductor (3 fases) semiaislado 477 kcmil	255.642.000
N2L103	km de conductor (3 fases) semiaislado 795 kcmil	556.564.000
N2L104	km de conductor (3 fases) cobre 2 AWG	50.629.000
N2L105	km de conductor (3 fases) cobre 1/0 AWG	63.813.000
N2L106	km de conductor (3 fases) cobre 2/0 AWG	70.839.000
N2L107	km de conductor (3 fases) EPR 2 AWG	141.574.000
N2L108	km de conductor (3 fases) EPR 1 AWG	146.874.000
N2L109	km de conductor (3 fases) EPR 1/0 AWG	153.109.000
N2L110	km de conductor (3 fases) EPR 2/0 AWG	160.129.000
N2L111	km de conductor (3 fases) EPR 3/0 AWG	170.883.000
N2L112	km de conductor (3 fases) EPR 4/0 AWG	179.806.000
N2L113	km de conductor (3 fases) EPR 250 kcmil	188.373.000
N2L114	km de conductor (3 fases) EPR 300 kcmil	196.640.000
N2L115	km de conductor (3 fases) EPR 350 kcmil	204.216.000
N2L116	km de conductor (3 fases) EPR 400 kcmil	211.219.000
N2L117	km de conductor (3 fases) EPR 500 kcmil	223.874.000
N2L118	km de conductor (3 fases) EPR 600 kcmil	235.460.000
N2L119	km de conductor (3 fases) EPR 750 kcmil	253.195.000
N2L120	km de conductor (3 fases) aluminio 2 AWG	61.657.000
N2L121	km de conductor (3 fases) aluminio 1/0 AWG	73.820.000
N2L122	km de conductor (3 fases) aluminio 4/0 AWG	112.173.000
N2L123	km de conductor (3 fases) aluminio 500 kcmil	167.631.000
N2L124	km de conductor (3 fases) aluminio 750 kcmil	225.110.000
N2L125	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 4 AWG	180.956.000
N2L126	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 2 AWG	186.256.000
N2L127	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 1/0 AWG	192.490.000
N2L128	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 2/0 AWG	199.510.000
N2L129	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 3/0 AWG	207.720.000
N2L130	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 4/0 AWG	216.643.000
N2L131	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 300 Kcmil	225.210.000
N2L132	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 350 Kcmil	233.477.000
N2L133	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 400 Kcmil	241.053.000
N2L134	km de conductor (3 fases) AAAC aislado XLP o EPR, 15 kV- 500 Kcmil	248.056.000
N2L135	km de conductor (3 fases) AAAC aislado XLP o EPR, 15 kV- 750 Kcmil	260.711.000
N2L136	Cable de Guarda	2.960.000
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	270.000
N2L138	Poste metálico de 12 m 750 kg	3.778.000
N2L139	Poste metálico de 12 m 1050 kg	5.111.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Tabla 15 UC de transformadores de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2017]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2017]
N6T1	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 50 MVA a 100 MVA	678.157.000	25.456.000
N6T2	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 100 MVA a 150 MVA	899.502.000	27.300.000
N6T3	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final mayor o igual a 150 MVA	1.265.741.000	29.741.000
N5T1	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de hasta 10 MVA	239.250.000	71.059.000
N5T2	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 11 a 20 MVA	266.661.000	62.984.000
N5T3	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 21 a 40 MVA	335.011.000	57.708.000
N5T4	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA	447.444.000	54.591.000
N5T5	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 51 a 60 MVA	482.056.000	53.042.000
N5T6	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	542.489.000	50.644.000
N5T7	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 100 MVA	594.951.000	48.812.000
N5T8	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 101 a 120 MVA	630.619.000	47.675.000
N5T9	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 121 a 150 MVA	684.899.000	46.085.000
N5T10	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 151 a 180 MVA	743.645.000	44.527.000
N5T11	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final hasta 20 MVA	331.529.000	63.029.000
N5T12	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 21 a 40 MVA	379.407.000	57.177.000
N5T13	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA	436.539.000	50.650.000
N5T14	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 51 a 60 MVA	469.890.000	48.972.000
N5T15	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	527.913.000	46.374.000
N5T16	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 100 MVA	578.058.000	44.390.000
N5T17	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 101 a 120 MVA	612.028.000	43.159.000
N5T18	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 121 a 150 MVA	663.525.000	41.437.000
N5T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de hasta 20 MVA	312.012.000	100.014.000
N5T20	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 21 a 40 MVA	352.707.000	76.144.000
N5T21	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA	466.899.000	65.014.000
N5T22	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 51 a 60 MVA	502.829.000	62.154.000
N5T23	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	565.128.000	57.724.000
N5T24	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 120 MVA	643.094.000	52.908.000
N5T25	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de más de 121 MVA	674.251.000	49.306.000

Tabla 16 UC de transformadores de potencia de niveles de tensión 4, 3 y 2

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2017]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2017]
N4T1	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final hasta 5 MVA	173.802.000	123.704.000
N4T2	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 5 a 10 MVA	180.170.000	96.484.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2017]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2017]
N4T3	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 15 MVA	204.477.000	83.010.000
N4T4	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 16 a 20 MVA	224.880.000	73.979.000
N4T5	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 21 a 30 MVA	249.450.000	64.312.000
N4T6	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 40 MVA	278.964.000	55.131.000
N4T7	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 41 a 50 MVA	303.583.000	48.243.000
N4T8	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 51 a 60 MVA	324.690.000	42.730.000
N4T9	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 61 a 80 MVA	364.204.000	38.345.000
N4T10	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 81 a 100 MVA	394.282.000	32.582.000
N4T11	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final mayor a 100 MVA	424.320.000	26.390.000
N4T12	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final hasta 5 MVA	180.047.000	138.933.000
N4T13	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 6 a 10 MVA	189.604.000	111.801.000
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	222.286.000	93.613.000
N4T15	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 21 a 30 MVA	261.229.000	76.956.000
N4T16	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 40 MVA	292.425.000	65.887.000
N4T17	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 41 a 50 MVA	318.360.000	57.583.000
N4T18	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 51 a 60 MVA	340.509.000	50.936.000
N4T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final más de 60 MVA	410.540.000	43.170.000
N3T1	Transformador trifásico (NLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 0.5 a 2.5 MVA	67.602.000	69.219.000
N3T2	Transformador trifásico (NLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 2.6 a 6 MVA	76.962.000	61.188.000
N3T3	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 6.1 a 10 MVA	90.319.000	56.407.000
N3T4	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 11 a 15 MVA	106.019.000	52.752.000
N3T5	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 16 a 20 MVA	119.530.000	50.271.000
N3T6	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 21 a 30 MVA	136.199.000	47.615.000
N3T7	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final mayor a 31 MVA	146.130.000	44.182.000

Tabla 17 UC de equipos de nivel de tensión 4.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N4EQ2	Transformador de tensión - N4	33.882.000
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	23.943.000

Tabla 18 UC de equipos de nivel de tensión 3.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N3EQ1	Equipo de medida - N3	1.071.000
N3EQ2	Juego cuchillas de operación sin carga - N3	1.581.000
N3EQ3	Juego pararrayos - N3	1.380.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N3EQ4	Juego de seccionadores tripolar bajo carga - N3	30.202.000
N3EQ5	Reconectador - N3	60.774.000
N3EQ6	Regulador - N3	210.805.000
N3EQ7	Seccionalizador manual bajo carga - N3	24.970.000
N3EQ8	Seccionalizador eléctrico (motorizado) - N3	24.970.000
N3EQ9	Transición aérea - subterránea - N3	2.540.000
N3EQ10	Transformador de puesta a tierra	140.528.000
N3EQ11	Transformador de tensión - N3	5.908.000
N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	23.943.000
N3EQ22	Juego cortacircuitos - N3	1.693.000
N3EQ23	Juego pararrayos (44 kV - N3	3.073.000
N3EQ24	Transición aérea - subterránea (44 kV) - N3	3.170.000
N3EQ25	Indicador falla subterráneo - N3	3.604.000
N3EQ26	Transformador de tensión (pedestal) - N3	8.636.000
N3EQ27	Transformador de corriente - N3	6.765.000

Tabla 19 UC de equipos de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo - N2	3.199.000
N2EQ2	Caja de maniobra - N2	21.684.000
N2EQ3	Control de bancos de capacitores	44.429.000
N2EQ4	Banco de condensadores montaje en poste 150 kVAr	10.061.000
N2EQ5	Banco de condensadores montaje en poste 300 kVAr	19.187.000
N2EQ6	Banco de condensadores montaje en poste 450 kVAr	28.312.000
N2EQ7	Banco de condensadores montaje en poste 600 kVAr	37.437.000
N2EQ8	Banco de condensadores montaje en poste 900 kVAr	55.688.000
N2EQ9	Cortacircuitos monopolar - N2	484.000
N2EQ10	Equipo de medida - N2	1.023.000
N2EQ11	Indicador falla - N2	1.124.000
N2EQ12	Juego cortacircuitos - N2	1.200.000
N2EQ13	Juego cuchillas de operación sin carga - N2	1.003.000
N2EQ14	Pararrayos - N2	482.000
N2EQ15	Juego pararrayos - N2	962.000
N2EQ16	Juego de seccionadores tripolar bajo carga - N2	27.881.000
N2EQ18	Regulador de voltaje trifásicos de distribución - N2	197.054.000
N2EQ19	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA - N2	31.678.000
N2EQ20	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA - N2	39.037.000
N2EQ21	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA - N2	48.929.000
N2EQ22	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA - N2	78.916.000
N2EQ23	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA - N2	122.089.000
N2EQ24	Seccionador monopolar - N2	655.000
N2EQ25	Seccionador trifásico vacío - N2	1.060.000
N2EQ26	Seccionalizador con control inteligente, 400 A - N2	24.698.000
N2EQ27	Seccionalizador eléctrico en SF6, 400 A -N2	20.843.000
N2EQ28	Seccionalizador motorizado - N2	24.174.000
N2EQ29	Seccionalizador manual (bajo carga), 400 A - N2	20.319.000
N2EQ30	Interruptor en aire bajo carga - N2	10.329.000
N2EQ31	Transición aérea - subterránea - N2	1.260.000
N2EQ34	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	23.943.000
N2EQ35	Reconectador - N2	45.399.000
N2EQ36	Interruptor de transferencia en SF6 - N2	68.018.000
N2EQ37	Transformador de puesta a tierra	140.528.000
N2EQ38	Transformador de tensión - N2	5.571.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N2EQ39	Transformador de tensión (pedestal) - N2	7.121.000
N2EQ40	Transformador de corriente - N2	3.570.000

Tabla 20 Unidades constructivas de control, protección y comunicaciones

UC	Descripción	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N6P2	Control y protección Bahía de Transformador - 500 kV	220.813.000
N6P6	Control y Protección del Transformador - 500 kV	129.752.000
N5P2	Control y protección Bahía de Transformador - 230 kV	217.168.000
N5P7	Control y Protección del Transformador - 230 kV	121.428.000
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	133.249.000
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	138.198.000
N4P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N4	101.006.000
N4P4	Control y protección Bahía de Seccionamiento - N4	59.731.000
N4P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N4	101.128.000
N4P6	Protección Diferencial de Barras Tipo 3,4 - N4	116.062.000
N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3	88.902.000
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	88.902.000
N3P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N3	82.310.000
N3P4	Control y protección Bahía Secc - N3	56.278.000
N3P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N3	86.583.000
N3P6	Protección Diferencial de Barras Tipo 3 - N3	101.517.000
N2P1	Control y protección Bahía - N2	38.432.000

Tabla 21 Control de subestación y Estación Maestra

UC	Descripción	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
NOP1	Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) (\$/bahía)	125.195.000
NOP2	Control subestación Tipo 2 (3-4 Bahías) (\$/bahía)	93.345.000
NOP3	Control subestación Tipo 3 (5-8 Bahías) (\$/bahía)	84.778.000
NOP4	Control subestación Tipo 4 (9-12 Bahías) (\$/bahía)	79.339.000
NOP5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	73.180.000
NOP6	Centro de control tipo 1 (SCADA)	1.513.672.000
NOP7	Centro de control tipo 2 (SCADA+EMS Operativo)	5.330.826.000
NOP8	Centro de control tipo 2 (SCADA+DMS Operativo)	5.085.449.000
NOP9	Centro de control tipo 2 (SCADA+EMS + DMS Operativo)	8.470.431.000
NOP10	Centro de control tipo 3 (SCADA + EMS completa)	9.856.875.000
NOP11	Centro de control tipo 4 (SCADA+DMS Completo+OMS+CMS)	11.611.325.000
NOP12	Centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS)	15.411.241.000
NOP13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m²)	2.676.000

Tabla 22 Áreas reconocidas por componente para el edificio de control de las subestaciones

ITEM	AREA RECONOCIDA [m²]
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 4 - AG _{4,s}	75,00
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 3 - AG _{3,s}	56,25
BAHÍA - ABh	11,25
CELDA -ACe	7,50

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Tabla 23 Áreas reconocidas por componente para el edificio de control de la estación maestra

	L1	L2	Área	TIPO 1	TIPO 2			TIPO 3	TIPO 4	
				(SCADA)	(SCADA+EMS Operativo)	(SCADA+DMS Operativo)	(SCADA+EMS+ DMS Operativo)	SCADA+EMS- Completa	SCADA+DMS Completo+ OMS+ CMS+GIS	SCADA+EMS- Completo+ DMS Completo+ OMS+CMS+ GIS
Sala de Control	5	5	25	1	1					
Sala Control con Proyección	10	10	100			1	1	1	1	1
Sala de Crisis	5	10	50				1	1	1	1
Oficina Coordinador	5	5	25		1	1	1	1	1	1
Oficina Análisis	10	10	100			1	1	2	2	2
Sala Servidores	5	10	50	1	1	1	1	1	1	1
Sala Comunicaciones	5	10	50	1	1	1	1	1	1	1
Grupo Electrónico	10	20	200				1	1	1	1
UPS	10	10	100	1	1	1	1	1	1	1
Áreas anexas	10	10	100			1	1	1	1	2
Áreas Totales			m²	225	250	525	775	875	875	975

Tabla 24 Áreas típicas reconocidas para terrenos de las UC

Subestaciones convencionales nivel de tensión 4

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m²]	BAHÍA DE ACOPLE, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA O CORTE [m²]	MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m²]	MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m²]	MÓDULO COMÚN TIPO 3 [m²]	MÓDULO COMÚN TIPO 4 [m²]
Barra sencilla	358	304		988	1.138	1.338	1.538
Doble Barra	422	469	422	2.048	2.810	4.080	4.842
Doble Barra más Bypass	422	469	422	2.048	2.810	4.080	4.842
Barra principal y transferencia	422	469	422	2.048	2.810	4.080	4.842
Interruptor y medio	298	371	410	2.458	3.026	3.258	3.826
Anillo	225	295		1.280	1.775	2.080	2.575

Subestaciones encapsuladas nivel de tensión 4

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m²]	MÓDULO COMÚN [m²]
Barra sencilla	30	30	60
Doble Barra	40	50	60

Subestaciones nivel de tensión 3

Configuración	Bahía de línea [m²]	Bahia de Transformador [m²]	Bahía de acople, seccionamiento, transferencia o corte [m²]	Modulo común tipo 1 [m²]	Modulo común tipo 2 [m²]	Modulo común tipo 3 [m²]	Modulo común tipo 4 [m²]	Modulo común tipo 5 [m²]
Barra sencilla convencional	100	100		535	670	760	65	36
Barra sencilla encapsulada	60	60						
Doble Barra convencional	100	100	100					
Doble Barra encapsulada	60	60	60					
Barra principal y transferencia	100	100	100					

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Subestaciones nivel de tensión 2

Configuración	Bahía de línea [m²]	Bahía de Transformador [m²]	Bahía de acople, seccionamiento, transferencia o corte [m²]	Modulo común tipo 1 [m²]	Modulo común tipo 2 [m²]	Modulo común tipo 3 [m²]	Modulo común tipo 4 [m²]
Barra sencilla convencional	60	60		481,5	603	684	36
Doble Barra convencional	60	60	60				
Barra principal y transferencia	60	60	60				

Transformadores

Configuración	Conexión al STN m²	Lado de alta en el nivel 4 m²	Lado de alta en el nivel 3 m²
Bancos monofásicos	160	70	20
Transformadores trifásicos	60	30	10

14.3COSTOS ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

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

Tabla 25 Costo apoyos nivel de tensión 1

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N1P1	Poste de concreto - 8 m - urbano - suspensión - red común	654.000
N1P2	Poste de concreto - 10 m - urbano - suspensión - red común	820.000
N1P3	Poste de concreto - 12 m - urbano- suspensión - red común	1.019.000
N1P4	Poste de madera - 8 m - urbano - suspensión - red común	671.000
N1P5	Poste de madera - 10 m - urbano- suspensión - red común	813.000
N1P6	Poste de madera - 12 m - urbano- suspensión - red común	911.000
N1P7	Poste de metálico - 8 m -urbano- suspensión - red común	846.000
N1P8	Poste de metálico - 10 m - urbano- suspensión - red común	1.054.000
N1P9	Poste de metálico - 12 m - urbano- suspensión - red común	1.263.000
N1P10	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- suspensión - red común	1.234.000
N1P11	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- suspensión - red común	1.883.000
N1P12	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- suspensión - red común	2.109.000
N1P13	Poste de concreto - 8 m - rural- suspensión - red común	758.000
N1P14	Poste de concreto -10 m - rural- suspensión - red común	925.000
N1P15	Poste de concreto - 12 m - rural- suspensión - red común	1.123.000
N1P16	Poste de madera - 8 m - rural- suspensión - red común	775.000
N1P17	Poste de madera - 10 m - rural- suspensión - red común	917.000
N1P18	Poste de madera - 12 m - rural- suspensión - red común	1.015.000
N1P19	Poste de metálico - 8 m - rural- suspensión - red común	950.000
N1P20	Poste de metálico - 10 m - rural- suspensión - red común	1.159.000
N1P21	Poste de metálico - 12 m - rural- suspensión - red común	1.367.000
N1P22	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- suspensión - red común	1.338.000
N1P23	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- suspensión - red común	1.987.000
N1P24	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- suspensión - red común	2.214.000
N1P25	Poste de concreto - 8 m - urbano - retención - red común	697.000
N1P26	Poste de concreto - 10 m - urbano - retención - red común	864.000
N1P27	Poste de concreto - 12 m - urbano- retención - red común	1.063.000
N1P28	Poste de madera - 8 m - urbano - retención - red común	715.000
N1P29	Poste de madera - 10 m - urbano- retención - red común	857.000
N1P30	Poste de madera - 12 m - urbano- retención - red común	954.000
N1P31	Poste de metálico - 8 m -urbano- retención - red común	1.102.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N1P32	Poste de metálico - 10 m - urbano- retención - red común	1.757.000
N1P33	Poste de metálico - 12 m - urbano- retención - red común	2.412.000
N1P34	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- retención - red común	1.277.000
N1P35	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- retención - red común	1.927.000
N1P36	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- retención - red común	2.153.000
N1P37	Poste de concreto - 8 m - rural- retención - red común	801.000
N1P38	Poste de concreto -10 m - rural- retención - red común	968.000
N1P39	Poste de concreto - 12 m - rural- retención - red común	1.167.000
N1P40	Poste de madera - 8 m - rural- retención - red común	819.000
N1P41	Poste de madera - 10 m - rural- retención - red común	961.000
N1P42	Poste de madera - 12 m - rural- retención - red común	1.058.000
N1P43	Poste de metálico - 8 m - rural- retención - red común	1.206.000
N1P44	Poste de metálico - 10 m - rural- retención - red común	1.861.000
N1P45	Poste de metálico - 12 m - rural- retención - red común	2.516.000
N1P46	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- retención - red común	1.381.000
N1P47	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- retención - red común	2.031.000
N1P48	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- retención - red común	2.257.000
N1P49	Poste de concreto - 8 m - urbano - suspensión - red trezada	646.000
N1P50	Poste de concreto - 10 m - urbano - suspensión - red trezada	813.000
N1P51	Poste de concreto - 12 m - urbano- suspensión - red trezada	1.011.000
N1P52	Poste de madera - 8 m - urbano - suspensión - red trezada	663.000
N1P53	Poste de madera - 10 m - urbano- suspensión - red trezada	805.000
N1P54	Poste de madera - 12 m - urbano- suspensión - red trezada	903.000
N1P55	Poste de metálico - 8 m -urbano- suspensión - red trezada	838.000
N1P56	Poste de metálico - 10 m - urbano- suspensión - red trezada	1.047.000
N1P57	Poste de metálico - 12 m - urbano- suspensión - red trezada	1.256.000
N1P58	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- suspensión - red trezada	1.226.000
N1P59	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- suspensión - red trezada	1.875.000
N1P60	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- suspensión - red trezada	2.102.000
N1P61	Poste de concreto - 8 m - rural- suspensión - red trezada	750.000
N1P62	Poste de concreto -10 m - rural- suspensión - red trezada	917.000
N1P63	Poste de concreto - 12 m - rural- suspensión - red trezada	1.116.000
N1P64	Poste de madera - 8 m - rural- suspensión - red trezada	768.000
N1P65	Poste de madera - 10 m - rural- suspensión - red trezada	909.000
N1P66	Poste de madera - 12 m - rural- suspensión - red trezada	1.007.000
N1P67	Poste de metálico - 8 m - rural- suspensión - red trezada	942.000
N1P68	Poste de metálico - 10 m - rural- suspensión - red trezada	1.151.000
N1P69	Poste de metálico - 12 m - rural- suspensión - red trezada	1.360.000
N1P70	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- suspensión - red trezada	1.330.000
N1P71	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- suspensión - red trezada	1.980.000
N1P72	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- suspensión - red trezada	2.206.000
N1P73	Poste de concreto - 8 m - urbano - retención - red trezada	663.000
N1P74	Poste de concreto - 10 m - urbano - retención - red trezada	829.000
N1P75	Poste de concreto - 12 m - urbano- retención - red trezada	1.028.000
N1P76	Poste de madera - 8 m - urbano - retención - red trezada	680.000
N1P77	Poste de madera - 10 m - urbano- retención - red trezada	822.000
N1P78	Poste de madera - 12 m - urbano- retención - red trezada	920.000
N1P79	Poste de metálico - 8 m -urbano- retención - red trezada	1.067.000
N1P80	Poste de metálico - 10 m - urbano- retención - red trezada	1.722.000
N1P81	Poste de metálico - 12 m - urbano- retención - red trezada	2.377.000
N1P82	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- retención - red trezada	1.243.000
N1P83	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- retención - red trezada	1.892.000
N1P84	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- retención - red trezada	2.118.000
N1P85	Poste de concreto - 8 m - rural- retención - red trezada	767.000
N1P86	Poste de concreto -10 m - rural- retención - red trezada	933.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N1P87	Poste de concreto - 12 m - rural- retención - red trenzada	1.132.000
N1P88	Poste de madera - 8 m - rural- retención - red trenzada	784.000
N1P89	Poste de madera - 10 m - rural- retención - red trenzada	926.000
N1P90	Poste de madera - 12 m - rural- retención - red trenzada	1.024.000
N1P91	Poste de metálico - 8 m - rural- retención - red trenzada	1.171.000
N1P92	Poste de metálico - 10 m - rural- retención - red trenzada	1.826.000
N1P93	Poste de metálico - 12 m - rural- retención - red trenzada	2.481.000
N1P94	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- retención - red trenzada	1.347.000
N1P95	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- retención - red trenzada	1.996.000
N1P96	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- retención - red trenzada	2.222.000
N1C1	Caja para redes subterráneas tipo sencillo	1.519.000
N1C2	Caja para redes subterráneas tipo doble	3.755.000
N1C3	Caja para redes subterráneas tipo alumbrado público	920.000
N1C4	Caja para redes subterráneas tipo teléfono	1.519.000

Tabla 26 Costo conductores nivel de tensión 1 para red urbana

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/dic 2017]
N1L1	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre < 6	702.400
N1L2	km de conductor/fase aéreo urbano aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4	1.294.900
N1L3	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2	1.887.300
N1L4	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1	2.479.800
N1L5	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1/0	3.072.400
N1L6	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2/0	3.664.900
N1L7	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 3/0	4.257.400
N1L8	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4/0	4.849.800
N1L9	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 250	5.442.300
N1L10	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 6/0	6.034.800
N1L11	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 350	6.627.200
N1L12	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 12	1.149.000
N1L13	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 10	1.758.100
N1L14	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 8	3.180.400
N1L15	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6	5.945.700
N1L16	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4	8.711.100
N1L17	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2	11.476.400
N1L18	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1	14.241.800
N1L19	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1/0	17.007.300
N1L20	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2/0	19.772.600
N1L21	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 3/0	22.537.900
N1L22	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4/0	25.303.300
N1L23	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 250	28.068.600
N1L24	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6/0	30.834.000
N1L25	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 350	33.599.300
N1L26	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 400	36.364.700
N1L27	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 500	39.130.000
N1L28	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 14	925.500
N1L29	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 12	1.097.300
N1L30	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 10	1.269.100
N1L31	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 8	1.440.800
N1L32	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6	1.612.600
N1L33	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4	1.784.400
N1L34	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2	1.956.100
N1L35	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1	2.127.900
N1L36	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1/0	2.299.900

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/dic 2017]
N1L37	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2/0	2.471.600
N1L38	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 3/0	2.643.400
N1L39	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4/0	2.815.200
N1L40	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6/0	2.986.900
N1L41	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 180	3.158.700
N1L42	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 336	3.330.500
N1L43	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre < 10	1.184.200
N1L44	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 8	1.806.900
N1L45	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6	4.234.100
N1L46	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 4	6.661.200
N1L47	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2	9.088.400
N1L48	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1	11.515.500
N1L49	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1/0	13.942.800
N1L50	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2/0	16.370.000
N1L51	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6/0	18.797.100
N1L52	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 750	21.224.300
N1L53	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre < 6	3.336.800
N1L54	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4	5.762.100
N1L55	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2	8.187.300
N1L56	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0	10.612.500
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	13.037.800
N1L58	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4/0	15.463.000
N1L59	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 12	3.987.100
N1L60	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 10	5.626.900
N1L61	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 8	8.496.500
N1L62	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 6	13.471.100
N1L63	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 4	23.247.100
N1L64	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2	33.023.100
N1L65	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 1/0	42.799.100
N1L66	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2/0	52.575.000

Tabla 27 Costo conductores nivel de tensión 1 para red rural

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/dic 2017]
N1L67	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre < 6	703.500
N1L68	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 4	1.296.000
N1L69	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 2	1.888.400
N1L70	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 1	2.480.900
N1L71	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 1/0	3.073.800
N1L72	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 2/0	3.666.300
N1L73	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 3/0	4.258.700
N1L74	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 4/0	4.851.200
N1L75	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 250	5.443.700
N1L76	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 6/0	6.036.100
N1L77	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 350	6.628.600
N1L78	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 12	1.150.100
N1L79	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 10	1.759.200
N1L80	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 8	3.181.500
N1L81	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 6	5.946.800
N1L82	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 4	8.712.200
N1L83	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 2	11.477.500
N1L84	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 1	14.242.900
N1L85	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 1/0	17.008.600
N1L86	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 2/0	19.774.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/dic 2017]
N1L87	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 3/0	22.539.300
N1L88	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 4/0	25.304.700
N1L89	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 250	28.070.000
N1L90	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 6/0	30.835.300
N1L91	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 350	33.600.700
N1L92	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 400	36.366.000
N1L93	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 500	39.131.400
N1L94	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 14	926.600
N1L95	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 12	1.098.400
N1L96	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 10	1.270.200
N1L97	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 8	1.441.900
N1L98	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 6	1.613.700
N1L99	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 4	1.785.500
N1L100	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 2	1.957.200
N1L101	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 1	2.129.000
N1L102	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 1/0	2.301.200
N1L103	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 2/0	2.473.000
N1L104	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 3/0	2.644.800
N1L105	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 4/0	2.816.500
N1L106	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 6/0	2.988.300
N1L107	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 180	3.160.100
N1L108	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 336	3.331.800
N1L109	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre < 10	1.185.300
N1L110	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 8	1.808.000
N1L111	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 6	4.235.200
N1L112	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 4	6.662.300
N1L113	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 2	9.089.500
N1L114	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 1	11.516.600
N1L115	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 1/0	13.944.200
N1L116	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 2/0	16.371.300
N1L117	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 6/0	18.798.500
N1L118	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 750	21.225.700
N1L119	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre < 6	3.338.500
N1L120	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 4	5.763.800
N1L121	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 2	8.189.000
N1L122	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0	10.614.200
N1L123	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	13.039.500
N1L124	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 4/0	15.464.700
N1L125	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 12	3.988.800
N1L126	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 10	5.628.600
N1L127	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 8	8.498.200
N1L128	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 6	13.472.800
N1L129	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 4	23.248.800
N1L130	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 2	33.024.800
N1L131	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 1/0	42.800.800
N1L132	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 2/0	52.576.800

Tabla 28 Costo conductores nivel de tensión 1 para red subterránea

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/dic 2017]
N1L133	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre < 6	702.300
N1L134	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4	1.294.800
N1L135	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2	1.887.200
N1L136	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1	2.479.700

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/dic 2017]
N1L137	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1/0	3.072.400
N1L138	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2/0	3.664.800
N1L139	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 3/0	4.257.300
N1L140	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4/0	4.849.800
N1L141	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 250	5.442.200
N1L142	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 6/0	6.034.700
N1L143	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 350	6.627.200
N1L144	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 12	1.148.900
N1L145	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 10	1.758.000
N1L146	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 8	3.180.300
N1L147	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6	5.945.700
N1L148	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4	8.711.000
N1L149	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2	11.476.300
N1L150	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1	14.241.700
N1L151	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1/0	17.007.200
N1L152	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2/0	19.772.500
N1L153	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 3/0	22.537.900
N1L154	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4/0	25.303.200
N1L155	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 250	28.068.600
N1L156	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6/0	30.833.900
N1L157	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 350	33.599.300
N1L158	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 400	36.364.600
N1L159	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 500	39.129.900
N1L160	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 14	925.400
N1L161	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 12	1.097.200
N1L162	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 10	1.269.000
N1L163	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 8	1.440.700
N1L164	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6	1.612.500
N1L165	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4	1.784.300
N1L166	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2	1.956.100
N1L167	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1	2.127.800
N1L168	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1/0	2.299.800
N1L169	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2/0	2.471.600
N1L170	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 3/0	2.643.300
N1L171	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4/0	2.815.100
N1L172	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6/0	2.986.900
N1L173	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 180	3.158.600
N1L174	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 336	3.330.400
N1L175	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre < 10	1.184.100
N1L176	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 8	1.806.800
N1L177	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6	4.234.000
N1L178	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 4	6.661.100
N1L179	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2	9.088.300
N1L180	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1	11.515.400
N1L181	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1/0	13.942.800
N1L182	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2/0	16.369.900
N1L183	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6/0	18.797.100
N1L184	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 750	21.224.200
N1L185	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre < 6	3.335.900
N1L186	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4	5.761.200
N1L187	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2	8.186.400
N1L188	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0	10.611.700
N1L189	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	13.036.900
N1L190	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4/0	15.462.200
N1L191	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 12	3.986.300

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/dic 2017]
N1L192	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 10	5.626.000
N1L193	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 8	8.495.700
N1L194	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 6	13.470.200
N1L195	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 4	23.246.200
N1L196	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2	33.022.200
N1L197	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 1/0	42.798.200
N1L198	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2/0	52.574.200

Tabla 29 Costo instalado de canalizaciones [\$ dic 2017]

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/m dic 2017]
N1C5	Canalización con 1 ducto	124.000
N1C6	Canalización con 2 ductos	124.000
N1C7	Canalización con 3 ductos	185.000
N1C8	Canalización con 4 ductos	185.000
N1C9	Canalización con 5 ductos	245.000
N1C10	Canalización con 6 ductos	245.000
N1C11	Canalización con 7 ductos	369.000
N1C12	Canalización con 8 ductos	369.000
N1C13	Canalización con 9 ductos	430.000
N1C14	Canalización con 10 ductos	430.000
N1C15	Canalización con 11 ductos	490.000
N1C16	Canalización con 12 ductos	490.000
N1C17	Canalización con 13 ductos	614.000
N1C18	Canalización con 14 ductos	614.000
N1C19	Canalización con 15 ductos	675.000
N1C20	Canalización con 16 ductos	675.000
N1C21	Canalización con 17 ductos	735.000
N1C22	Canalización con 18 ductos	735.000
N1C23	Canalización con 20 ductos	859.000
N1C24	Canalización con 24 ductos	980.000

Tabla 30 Costo otros elementos [\$ Dic 2017]

DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/m dic 2017]
Palomilla	25.971
Puesta a tierra	154.040
Caja derivación acometidas	153.498

Tabla 31 Costo instalado de transformadores urbanos de nivel de tensión 1

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ Dic 2017]
N1T1	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 5 kVA	5.087.000
N1T2	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 7,5 kVA	5.487.000
N1T3	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 10 kVA	5.887.000
N1T4	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 15 kVA	6.286.000
N1T5	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 25 kVA	6.686.000
N1T6	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 37,5 kVA	7.133.000
N1T7	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 50 kVA	7.532.000
N1T8	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 75 kVA	7.932.000
N1T9	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 15 kVA	5.678.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ Dic 2017]
N1T10	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 20 kVA	6.934.000
N1T11	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 30 kVA	8.190.000
N1T12	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	9.446.000
N1T13	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 50 kVA	10.702.000
N1T14	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 75 kVA	11.958.000
N1T15	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 112,5 kVA	13.265.000
N1T16	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 150 kVA	14.521.000
N1T17	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 45 kVA	36.995.000
N1T18	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 75 kVA	39.854.000
N1T19	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 112,5 kVA	42.713.000
N1T20	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 225 kVA	45.572.000
N1T21	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 250 kVA	48.431.000
N1T22	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 300 kVA	51.290.000
N1T23	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 400 kVA	54.149.000
N1T24	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 500 kVA	57.008.000
N1T25	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 630 kVA	60.332.000
N1T26	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 1000 kVA	63.191.000
N1T27	Transformador Subestación Trifásico urbano de 45 kVA	74.095.000
N1T28	Transformador Subestación Trifásico urbano de 75 kVA	75.852.000
N1T29	Transformador Subestación Trifásico urbano de 112,5 kVA	78.049.000
N1T30	Transformador Subestación Trifásico urbano de 150 kVA	80.246.000
N1T31	Transformador Subestación Trifásico urbano de 225 kVA	84.640.000
N1T32	Transformador Subestación Trifásico urbano de 250 kVA	86.104.000
N1T33	Transformador Subestación Trifásico urbano de 300 kVA	89.033.000
N1T34	Transformador Subestación Trifásico urbano de 400 kVA	94.891.000
N1T35	Transformador Subestación Trifásico urbano de 500 kVA	100.749.000
N1T36	Transformador Subestación Trifásico urbano de 630 kVA	114.465.000
N1T37	Transformador Subestación Trifásico urbano de 1000 kVA	136.140.000

Tabla 32 Costo instalado de transformadores rurales de nivel de tensión 1]

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/m dic 2017]
N1T38	Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	5.658.000
N1T39	Transformador Aéreo Monofásico rural de 7,5 kVA	6.058.000
N1T40	Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	6.458.000
N1T41	Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	6.857.000
N1T42	Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	7.257.000
N1T43	Transformador Aéreo Monofásico rural de 37,5 kVA	7.726.000
N1T44	Transformador Aéreo Monofásico rural de 50 kVA	8.125.000
N1T45	Transformador Aéreo Monofásico rural de 75 kVA	8.525.000
N1T46	Transformador Aéreo Trifásico rural de 15 kVA	6.255.000
N1T47	Transformador Aéreo Trifásico rural de 20 kVA	7.511.000
N1T48	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	8.767.000
N1T49	Transformador Aéreo Trifásico rural de 45 kVA	10.023.000
N1T50	Transformador Aéreo Trifásico rural de 50 kVA	11.279.000
N1T51	Transformador Aéreo Trifásico rural de 75 kVA	12.535.000
N1T52	Transformador Aéreo Trifásico rural de 112,5 kVA	13.930.000
N1T53	Transformador Aéreo Trifásico rural de 150 kVA	15.186.000
N1T54	Transformador Pedestal Trifásico rural de 45 kVA	36.995.000
N1T55	Transformador Pedestal Trifásico rural de 75 kVA	39.854.000
N1T56	Transformador Pedestal Trifásico rural de 112,5 kVA	42.713.000
N1T57	Transformador Pedestal Trifásico rural de 225 kVA	45.572.000
N1T58	Transformador Pedestal Trifásico rural de 250 kVA	48.431.000
N1T59	Transformador Pedestal Trifásico rural de 300 kVA	51.290.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$/m dic 2017]
N1T60	Transformador Pedestal Trifásico rural de 400 kVA	54.149.000
N1T61	Transformador Pedestal Trifásico rural de 500 kVA	57.008.000
N1T62	Transformador Pedestal Trifásico rural de 630 kVA	60.332.000
N1T63	Transformador Pedestal Trifásico rural de 1000 kVA	63.191.000
N1T64	Transformador Subestación Trifásico rural de 45 kVA	74.095.000
N1T65	Transformador Subestación Trifásico rural de 75 kVA	75.852.000
N1T66	Transformador Subestación Trifásico rural de 112,5 kVA	78.049.000
N1T67	Transformador Subestación Trifásico rural de 150 kVA	80.246.000
N1T68	Transformador Subestación Trifásico rural de 225 kVA	84.640.000
N1T69	Transformador Subestación Trifásico rural de 250 kVA	86.104.000
N1T70	Transformador Subestación Trifásico rural de 300 kVA	89.033.000
N1T71	Transformador Subestación Trifásico rural de 400 kVA	94.891.000
N1T72	Transformador Subestación Trifásico rural de 500 kVA	100.749.000
N1T73	Transformador Subestación Trifásico rural de 630 kVA	114.465.000
N1T74	Transformador Subestación Trifásico rural de 1000 kVA	136.140.000

Las cajas de derivación de acometidas se reconocen únicamente en redes aéreas con conductor trenzado, se asocia una sola caja por transformador.

14.4CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para la clasificación de las UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2, establecidas en este capítulo, se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 33 Unidades constructivas de la categoría de transformadores de potencia

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
1	Transformadores de potencia	4	35	N6T1 a N6T3, N5T1 a N5T25 y N4T1 a N4T19
1	Transformadores de potencia	3	35	N3T1 a N3T7

Tabla 34 Unidades constructivas de la categoría de compensación reactiva

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
2	Compensación reactiva	4	35	Unidad constructiva especial
2	Compensación reactiva	3	35	Unidad constructiva especial
2	Compensación reactiva	2	35	Unidad constructiva especial

Tabla 35 Unidades constructivas de la categoría de bahías y celdas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
3	Bahías y celdas	4	35	N5S2, N5S4, N5S6, N5S8, N5S10, N5S12, N5S14, N5S16, N4S1 a N4S16, N4S47 a N4S56, y N4S65 a N4S66
3	Bahías y celdas	3	35	N3S1 a N3S20 y N3S61 a N3S62
3	Bahías y celdas	2	35	N2S1 a N2S12 y N2S15 a N2S18

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Tabla 36 Unidades constructivas de la categoría de equipos de control, protección y comunicaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
4	Equipos de control y comunicaciones	4	10	N4P1 a N4P6 y N4EQ4
4	Equipos de control y comunicaciones	3	10	N3P1 a N3P6, N3EQ1 y N3EQ14
4	Equipos de control y comunicaciones	2	10	N2P1, N2EQ3, N2EQ10, y N2EQ34

Tabla 37 Unidades constructivas de la categoría de equipos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
5	Equipos de subestación	4	35	N4EQ2
5	Equipos de subestación	3	35	N3EQ10 a N3EQ11 y N3EQ22, a N3EQ27
5	Equipos de subestación	2	35	N2EQ36 a N2EQ40

Tabla 38 Unidades constructivas de la categoría de otros activos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
6	Otros activos subestación	4	45	N4S20 a N4S46, N4S57 a N4S64
6	Otros activos subestación	3	45	N3S24 a N3S62
6	Otros activos subestación	2	45	N2S20 a N2S28 y N2S60 a N2S64

Tabla 39 Unidades constructivas de la categoría de líneas aéreas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
7	Líneas aéreas	4	45	N4L60 a N4L75, N4L80 a N4L85, N4L89, N4L91 a N4L94
7	Líneas aéreas	3	45	N3L60 a N3L81 a N3L84a N3L112, N3L124 a N3L128
7	Líneas aéreas	2	45	N2L70 a N2L75, N2L80 a N2L106, N2L120 a N2L124 y N2L136 a N2L139.

Tabla 40 Unidades constructivas de la categoría de líneas subterráneas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
8	Líneas subterráneas	4	45	N4L76 a N4L79 y N4L86 a N4L88
8	Líneas subterráneas	3	45	N3L82 a N3L83, N3L102 a N3L123
8	Líneas subterráneas	2	45	N2L76 a N2L79, N2L107 a N2L119 y N2L125 a N2L135

Tabla 41 Unidades constructivas de la categoría de equipos de línea

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
9	Equipos de línea	3	45	N3EQ2 a N3EQ9 y N3EQ22 a N3EQ25
9	Equipos de línea	2	45	N2EQ1, N2EQ2, N2EQ4 a N2EQ9, N2EQ11 a N2EQ16 N2EQ18 a N2EQ31 y N2EQ35

Tabla 42 Unidades constructivas de la categoría de centros de control

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
10	Centro de control	-	10	N0P1 a N0P13

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Para la clasificación de los circuitos de nivel de tensión 1 se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 43 Clasificación de activos de nivel de tensión 1

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL	VIDA ÚTIL GRUPO	UC ASOCIADAS
11	Transformadores de distribución	1	25	N1T1 a N1T74
12	Redes de distribución	1	35	N1L1 a N1L132, N1L133 a N1L198, N1P1 a N1P96 N1C1 a N1C4 y N1C5 a N1C24

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 15.UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS BRA INICIAL

Para la valoración de los activos construidos a partir de enero de 2008 y hasta la fecha de corte, que hacen parte de la BRA inicial, se utilizan las UC y los valores definidos en este capítulo.

15.1UC DE NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2

En este listado se establecen los costos para las UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2.

Tabla 44 UC de módulos de transformador de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N5S1	Bahía de transformador, doble barra más seccionador de transferencia, 500 kV	2.942.854.000
N5S2	Bahía de transformador, barra sencilla, 230 kV	1.120.491.000
N5S3	Bahía de transformador, barra principal y transferencia, 230 kV	1.231.406.000
N5S4	Bahía de transformador, doble barra, 230 kV	1.246.422.000
N5S5	Bahía de transformador, doble barra más transferencia, 230 kV	1.381.486.000
N5S6	Bahía de transformador, doble barra más seccionador by pass, 230 kV	1.420.507.000
N5S7	Módulo común activos de conexión al STN	76.393.000
N5S8	Centro de supervisión y control para activos de conexión STN	157.346.000
N5S9	Bahía de transformador, doble barra encapsulada, 230 kV	2.158.697.000
N5S10	Servicios auxiliares de conexión al STN	152.035.000

Tabla 45 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	645.516.000
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	568.989.000
N4S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	701.954.000
N4S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	625.434.000
N4S5	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	808.493.000
N4S6	Bahía de transformador - barra doble con by pass - tipo convencional	726.570.000
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	700.846.000
N4S8	Bahía de transformador - barra principal y transferencia convencional	624.348.000
N4S9	Bahía de línea - configuración interruptor y medio - tipo convencional	876.747.000
N4S10	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional	825.629.000
N4S11	Bahía de línea - configuración en anillo - tipo convencional	695.866.000
N4S12	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional	644.748.000
N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	1.809.964.000
N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(SF6)	1.739.851.000
N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	1.844.363.000
N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)	1.774.176.000
N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional	534.030.000
N4S18	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)	1.304.904.000
N4S19	Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas	81.322.000
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	91.189.000
N4S21	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional	124.021.000
N4S22	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra sencilla - tipo convencional	124.813.000
N4S23	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra sencilla - tipo convencional	160.536.000
N4S24	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble - tipo convencional	155.379.000
N4S25	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble - tipo convencional	287.361.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N4S26	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble - tipo convencional	379.501.000
N4S27	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble - tipo convencional	453.562.000
N4S28	Módulo de barraje tipo 1 - barra doble con by pass - tipo convencional	166.178.000
N4S29	Módulo de barraje tipo 2 - barra doble con by pass - tipo convencional	314.234.000
N4S30	Módulo de barraje tipo 3 - barra doble con by pass - tipo convencional	422.505.000
N4S31	Módulo de barraje tipo 4 - barra doble con by pass - tipo convencional	517.893.000
N4S32	Módulo de barraje tipo 1 - barra principal y transferencia - convencional	155.477.000
N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - barra principal y transferencia - convencional	287.459.000
N4S34	Módulo de barraje tipo 3 - barra principal y transferencia - convencional	379.456.000
N4S35	Módulo de barraje tipo 4 - barra principal y transferencia - convencional	464.169.000
N4S36	Módulo de barraje tipo 2 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	198.189.000
N4S37	Módulo de barraje tipo 3 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	230.400.000
N4S38	Módulo de barraje tipo 4 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	296.534.000
N4S39	Módulo de barraje tipo 2 - configuración en anillo - tipo convencional	129.189.000
N4S40	Módulo de barraje tipo 3 - configuración en anillo - tipo convencional	148.235.000
N4S41	Módulo común tipo 1 (1 a 3 bahías) – convencional/encapsulada	519.313.000
N4S42	Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) – convencional/encapsulada	1.067.222.000
N4S43	Módulo común tipo 3 (7 a 9 bahías) – convencional/encapsulada	1.583.739.000
N4S44	Módulo común tipo 4 (más 9 bahías) – convencional/encapsulada	1.959.991.000
N4S45	Sistema de control de la subestación (S/E 115 kV/34.5 kV) o (S/E 115kV/ 13.8 kV)	112.285.000
N4S46	Campo móvil encapsulado nivel 4	2.266.512.000
N4S47	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional	92.754.000
N4S48	Casa de control nivel de tensión 4 (\$/m²)	2.000.000

Tabla 46 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional	330.511.000
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	279.974.000
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	362.691.000
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	288.396.000
N3S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	362.791.000
N3S6	Bahía de transformador - barra principal y transferencia - convencional	312.283.000
N3S7	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	433.388.000
N3S8	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	386.204.000
N3S9	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	433.981.000
N3S10	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	383.966.000
N3S11	Celda de línea - subestación tipo metalclad	235.694.000
N3S12	Celda de transformador o acople - subestación tipo metalclad	162.889.000
N3S13	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 1	228.601.000
N3S14	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 1	137.296.000
N3S15	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 2	287.591.000
N3S16	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 2	135.324.000
N3S17	Bahía de línea - subestación reducida	84.812.000
N3S18	Bahía de transformador - subestación reducida	83.685.000
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional	227.998.000
N3S20	Bahía de acople - tipo encapsulada (SF6)	316.972.000
N3S21	Protección diferencial - barra sencilla - tipo 1 o tipo 2	31.649.000
N3S22	Protección diferencial - configuraciones diferentes a barra sencilla - tipo 1 o 2	33.563.000
N3S23	Protección diferencial - barraje partido	58.762.000
N3S24	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 1	30.596.000
N3S25	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 2	43.404.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N3S26	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3	56.738.000
N3S27	Módulo de barraje - barra doble - tipo 1	56.503.000
N3S28	Módulo de barraje - barra doble - tipo 2	83.130.000
N3S29	Módulo de barraje - barra doble - tipo 3	108.704.000
N3S30	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 1	56.503.000
N3S31	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 2	82.077.000
N3S32	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 3	108.704.000
N3S33	Módulo de barraje - convencional reducida	14.388.000
N3S34	Módulo común - tipo 1	286.545.000
N3S35	Módulo común - tipo 2	367.658.000
N3S36	Módulo común - tipo 3	479.784.000
N3S37	Módulo común - tipo 4	149.978.000
N3S38	Sistemas de control de la subestación	35.407.000
N3S39	Subestación móvil 30 MVA	1.845.005.000
N3S40	Subestación móvil 15 MVA	1.433.156.000
N3S41	Subestación móvil 21 MVA	1.582.747.000
N3S42	Subestación móvil 7.5 MVA	516.357.000
N3S43	Subestación simplificada (rural)	87.615.000
N3S44	Casa de control nivel de tensión 3 (\$/m²)	2.000.000

Tabla 47 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	211.154.000
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	199.147.000
N2S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	231.263.000
N2S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	219.263.000
N2S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	226.892.000
N2S6	Bahía de transformador - barra principal y transferencia - convencional	209.647.000
N2S7	Bahía de línea - subestación reducida	72.416.000
N2S8	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - convencional	183.832.000
N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad	105.116.000
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad	109.152.000
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación metalclad	97.783.000
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad	97.011.000
N2S13	Gabinete protección de barras - subestación metalclad	136.263.000
N2S14	Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - se metalclad	53.178.000
N2S15	Celda de salida de circuito - doble barra - subestación metalclad	135.189.000
N2S16	Celda de llegada de transformador - doble barra - subestación metalclad	115.716.000
N2S17	Celda de interconexión o de acople - doble barra - subestación metalclad	103.865.000
N2S18	Celda de medida o auxiliares - doble barra - subestación metalclad	102.405.000
N2S19	Ducto barras/cables llegada transformador - doble barra - subestación metalclad	58.129.000
N2S20	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 1	17.222.000
N2S21	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 2	23.803.000
N2S22	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 3	30.639.000
N2S23	Módulo de barraje - barra doble tipo 1	30.451.000
N2S24	Módulo de barraje - barra doble tipo 2	44.082.000
N2S25	Módulo de barraje - barra doble tipo 3	57.201.000
N2S26	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 1	30.451.000
N2S27	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 2	44.082.000
N2S28	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 3	57.201.000
N2S29	Módulo de barraje - subestación reducida	14.239.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Tabla 48 UC de líneas de nivel de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N4L1	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-1	203.914.000
N4L2	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-2	212.204.000
N4L3	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-3	231.231.000
N4L4	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-4	238.890.000
N4L5	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-1	161.668.000
N4L6	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-2	169.923.000
N4L7	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-3	206.539.000
N4L8	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-4	214.164.000
N4L9	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-1	257.809.000
N4L10	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-2	273.925.000
N4L11	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-3	309.580.000
N4L12	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-4	328.924.000
N4L13	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-1	220.682.000
N4L14	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-2	236.730.000
N4L15	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-3	289.807.000
N4L16	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-4	309.110.000
N4L17	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-1	332.836.000
N4L18	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-2	341.127.000
N4L19	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-3	356.103.000
N4L20	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-4	367.813.000
N4L21	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-1	253.880.000
N4L22	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-2	262.135.000
N4L23	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-3	277.069.000
N4L24	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-4	318.328.000
N4L25	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-1	386.398.000
N4L26	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-2	408.513.000
N4L27	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-3	438.169.000
N4L28	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-4	451.427.000
N4L29	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-1	312.431.000
N4L30	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-2	364.052.000
N4L31	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-3	393.625.000
N4L32	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-4	406.827.000
N4L33	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-1	217.935.000
N4L34	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2	223.507.000
N4L35	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-3	254.902.000
N4L36	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-4	261.805.000
N4L37	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-1	196.693.000
N4L38	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2	204.527.000
N4L39	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-3	222.313.000
N4L40	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-4	229.216.000
N4L41	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-1	311.045.000
N4L42	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-2	326.814.000
N4L43	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-3	380.053.000
N4L44	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-4	393.900.000
N4L45	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-1	261.089.000
N4L46	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-2	276.756.000
N4L47	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-3	313.713.000
N4L48	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-4	327.519.000
N4L49	km de línea – subterránea	2.526.812.000
N4L50	km de línea – submarina	1.643.678.000
N4L51	km de línea - conexión internacional - 138 kV	208.304.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N4L52	km de fibra óptica ADSS/OPGW	32.685.000

Tabla 49 UC de líneas de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N3L1	km línea urbana - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-1	77.632.000
N3L2	km línea urbana - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-2	83.028.000
N3L3	km línea urbana - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-3	89.152.000
N3L4	km línea rural - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-1	44.215.000
N3L5	km línea rural - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-2	51.500.000
N3L6	km línea rural - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-3	59.767.000
N3L7	km línea urbana - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-1	149.010.000
N3L8	km línea urbana - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-2	159.765.000
N3L9	km línea urbana - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-3	171.968.000
N3L10	km línea rural - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-1	84.438.000
N3L11	km línea rural - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-2	99.008.000
N3L12	km línea rural - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-3	115.542.000
N3L13	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N3-1	63.709.000
N3L14	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N3-2	70.994.000
N3L15	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N3-3	79.261.000
N3L16	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N3-1	105.444.000
N3L17	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N3-2	120.015.000
N3L18	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N3-3	136.549.000
N3L19	km línea urbana - circuito sencillo - poste > 20 m - conductor D-N3-1	283.580.000
N3L20	km línea urbana - circuito sencillo - poste > 20 m - conductor D-N3-2	288.957.000
N3L21	km línea urbana - circuito sencillo - poste > 20 m - conductor D-N3-3	295.059.000
N3L22	km línea urbana - circuito doble - poste > 20 m - conductor D-N3-1	328.307.000
N3L23	km línea urbana - circuito doble - poste > 20 m - conductor D-N3-2	339.061.000
N3L24	km línea urbana - circuito doble - poste > 20 m - conductor D-N3-3	351.264.000
N3L25	km línea urbana - 3 fases - semiaislada - conductor sa-n3-1	102.748.000
N3L26	km línea urbana - 3 fases - semiaislada - conductor sa-n3-2	144.078.000
N3L27	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kv-750 kcmil	424.732.000
N3L28	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV - 500 kcmil	323.807.000
N3L29	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV - 350 kcmil	252.108.000
N3L30	km conductor subterráneo urbano 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV - 4/0 AWG	194.042.000
N3L31	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV - 1/0 AWG	163.029.000
N3L32	km canalización urbana 4x6"	457.516.000
N3L33	km canalización urbana 6x6"	537.317.000

Tabla 50 UC de líneas de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N2L1	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-1	56.124.000
N2L2	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-2	58.634.000
N2L3	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-3	64.622.000
N2L4	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-4	75.879.000
N2L5	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-5	95.701.000
N2L6	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-1	34.946.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N2L7	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-2	37.456.000
N2L8	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-3	43.239.000
N2L9	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-4	54.701.000
N2L10	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-5	74.523.000
N2L11	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-1	68.718.000
N2L12	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-2	72.306.000
N2L13	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-3	80.285.000
N2L14	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-4	95.206.000
N2L15	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-5	121.530.000
N2L16	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-1	45.695.000
N2L17	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-2	49.282.000
N2L18	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-3	56.976.000
N2L19	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-4	72.183.000
N2L20	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-5	98.507.000
N2L21	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-1	49.190.000
N2L22	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-2	50.858.000
N2L23	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-4	62.309.000
N2L24	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-1	29.978.000
N2L25	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-2	31.647.000
N2L26	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 2 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-4	43.097.000
N2L27	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-1	34.632.000
N2L28	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-2	37.235.000
N2L29	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-3	43.320.000
N2L30	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-4	55.379.000
N2L31	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-5	76.235.000
N2L32	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-1	29.401.000
N2L33	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-2	32.004.000
N2L34	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-3	38.074.000
N2L35	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-4	50.148.000
N2L36	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - conductor D-N2-5	70.794.000
N2L37	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-1	43.985.000
N2L38	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-2	46.830.000
N2L39	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-3	52.899.000
N2L40	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-4	64.905.000
N2L41	km línea rural - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-5	85.682.000
N2L42	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-1	36.841.000
N2L43	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-2	39.686.000
N2L44	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-3	45.683.000
N2L45	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-4	57.761.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N2L46	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor D-N2-5	78.538.000
N2L47	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-1	30.318.000
N2L48	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-2	32.062.000
N2L49	km línea rural - poste concreto - vano tipo 2 - 2 hilos (2 fases, sin neutro) - conductor D-N2-4	44.250.000
N2L50	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor SA-N2-1	111.106.000
N2L51	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor SA-N2-2	122.840.000
N2L52	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - conductor SA-N2-3	135.765.000
N2L53	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 2 hilos (1 fase, con neutro) - conductor SA-N2-1	94.055.000
N2L54	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 4 AWG	52.127.000
N2L55	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 2 AWG	81.125.000
N2L56	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 1/0 AWG	91.758.000
N2L57	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 2/0 AWG	102.390.000
N2L58	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 3/0 AWG	114.938.000
N2L59	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 4/0 AWG	130.111.000
N2L60	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 300 kcmil	166.586.000
N2L61	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 350 kcmil	181.176.000
N2L62	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR, 15 kV - 500 kcmil	228.877.000
N2L63	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - aaac aislado xlp o EPR, 15 kV - 500 kcmil	182.038.000
N2L64	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - aaac aislado xlp o EPR, 15 kV - 750 kcmil	251.252.000
N2L65	km conductor subterráneo urbano - 1 cable monopolar - cu aislado xlp o EPR, 15 kV- 1/0 AWG	30.586.000
N2L66	km canalización urbana 2x4"	224.811.000
N2L67	km canalización urbana 4x4"	278.426.000
N2L68	km canalización urbana 6x4"	340.573.000
N2L69	km canalización urbana 6x4" y 3x6"	533.351.000

Tabla 51 UC de transformadores de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007]
N5T1	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - hasta 10 MVA	161.846.000	54.795.000
N5T2	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 11 a 20 MVA	174.071.000	48.568.000
N5T3	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 21 a 40 MVA	234.809.000	44.500.000
N5T4	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 41 a 50 MVA	254.438.000	42.096.000
N5T5	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 51 a 60 MVA	267.152.000	40.902.000
N5T6	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 61-90 MVA	414.005.000	39.052.000
N5T7	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 91-100 MVA	438.082.000	37.640.000
N5T8	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 101-120 MVA	455.779.000	36.763.000
N5T9	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 121-150 MVA	484.711.000	35.538.000
N5T10	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN – 151-180 MVA	518.654.000	34.336.000
N5T11	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - hasta 20 MVA	171.525.000	48.603.000
N5T12	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 21-40 MVA	234.549.000	44.091.000
N5T13	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 41-50 MVA	251.540.000	39.057.000
N5T14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 51-60 MVA	263.494.000	37.764.000
N5T15	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 61-90 MVA	408.773.000	35.760.000
N5T16	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 91-100 MVA	431.218.000	34.231.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007]
N5T17	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 101 - 120 MVA	447.662.000	33.281.000
N5T18	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 121 - 150 MVA	474.457.000	31.953.000
N5T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión STN- hasta 20 MVA	177.568.000	77.123.000
N5T20	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN - 21-40 MVA	243.846.000	58.716.000
N5T21	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN - 41-50 MVA	262.103.000	50.134.000
N5T22	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN - 51- 60 MVA	275.341.000	47.929.000
N5T23	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN - 61- 90 MVA	422.682.000	44.513.000
N5T24	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN- 91-120 MVA	458.270.000	40.799.000
N5T25	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN- > 121MVA	471.952.000	38.021.000

Tabla 52 UC de transformadores de potencia

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007]
N4T1	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - hasta 5 MVA	152.592.000	95.390.000
N4T2	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 5 a 10 MVA	161.743.000	74.400.000
N4T3	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 11 a 15 MVA	172.110.000	64.011.000
N4T4	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 16 a 20 MVA	181.070.000	57.047.000
N4T5	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 21 a 30 MVA	192.852.000	49.593.000
N4T6	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 31 a 40 MVA	247.740.000	42.513.000
N4T7	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 41 a 50 MVA	261.206.000	37.201.000
N4T8	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 51 a 60 MVA	273.655.000	32.950.000
N4T9	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 61 a 80 MVA	416.987.000	29.569.000
N4T10	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta en el nivel 4 - de 81 a 100 MVA	465.610.000	25.125.000
N4T11	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta en el nivel 4 - mayor a 100 MVA	470.974.000	20.350.000
N4T12	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4 - hasta 5 MVA	153.214.000	107.134.000
N4T13	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4 - de 6 a 10 MVA	164.096.000	86.212.000
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 11 a 20 MVA	180.004.000	72.187.000
N4T15	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 21 a 30 MVA	198.017.000	59.343.000
N4T16	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 31 a 40 MVA	253.892.000	50.807.000
N4T17	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 41 a 50 MVA	268.073.000	44.404.000
N4T18	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 51 a 60 MVA	281.030.000	39.278.000
N4T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - alta nivel 4- mayor a 60 MVA	282.338.000	33.289.000
N3T1	Transformador trifásico (nltc) - lado alta nivel 3 - de 0.5 a 2.5 MVA	96.712.000	53.376.000
N3T2	Transformador trifásico (nltc) - lado alta nivel 3 - de 2.6 a 6 MVA	103.303.000	47.184.000
N3T3	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 6.1 a 10 MVA	112.806.000	43.497.000
N3T4	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 11 a 15 MVA	126.108.000	40.679.000
N3T5	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 16 a 20 MVA	138.748.000	38.765.000
N3T6	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 21 a 30 MVA	157.082.000	36.717.000
N3T7	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - mayor a 31 MVA	208.869.000	34.070.000

Tabla 53 UC de equipos de compensación

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$ Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/kVAr Dic 2007]
N4CR1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 3 a 6 MVar - nivel 4	31.883.000	16.740
N4CR2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 6 a 12 MVar - nivel 4	36.038.000	14.820
N4CR3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 12 a 18 MVar - nivel 4	42.492.000	13.550

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$ Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/kVAr Dic 2007]
N4CR4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 18 a 54 MVar - nivel 4	73.560.000	13.130
N4CR5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 54 a 90 MVar - nivel 4	130.401.000	13.130
N3CR1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1,2 a 2,4 MVar - nivel 3	21.112.000	20.740
N3CR2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2,4 a 5,4 MVar - nivel 3	22.833.000	17.980
N3CR3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de ,4 a 14,4 MVar - nivel 3	26.589.000	15.920
N3CR4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 14,4 a 28,8 MVar - nivel 3	48.879.000	15.920
N3CR5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 28,8 a 43,2 MVar - nivel 3	71.680.000	15.920
N2CR1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 90 a 180 kVAr - nivel 2	10.525.000	35.930
N2CR2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 180 a 360 kVAr - nivel 2	10.608.000	31.810
N2CR3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 360 a 600 kVAr - nivel 2	11.641.000	28.490
N2CR4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 600 a 1200 kVAr - nivel 2	12.304.000	25.230
N2CR5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1200 a 2400 kVAr -nivel 2	13.243.000	22.340
N2CR6	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2400 a 3600 kVAr -nivel 2	14.655.000	20.420

Tabla 54 UC de centros de control y calidad

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
CCS1	Scada tipo 1	10.230.886.000
CCS2	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 1	3.111.908.000
CCS3	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 1	1.346.228.000
CCS4	Sistema de información geográfico: GIS tipo 1	1.874.446.000
CCS5	Enlace ICCP tipo 1	169.820.000
CCS6	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 1	1.357.097.000
CCS7	Sistema de comunicaciones tipo 1	1.044.178.000
CCS8	Edificio de control tipo 1	1.030.524.000
CCS9	Scada tipo 2	5.341.312.000
CCS10	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 2	1.624.656.000
CCS11	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 2	704.306.000
CCS12	Sistema de información geográfico: GIS tipo 2	1.073.394.000
CCS13	Enlace ICCP tipo 2	88.659.000
CCS14	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 2	704.772.000
CCS15	Sistema de comunicaciones tipo 2	846.723.000
CCS16	Edificio de control tipo 2	1.059.999.000
CCS17	Scada tipo 3	865.217.000
CCS18	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 3	559.995.000
CCS19	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 3	242.257.000
CCS20	Sistema de información geográfico: GIS tipo 3	256.793.000
CCS21	Enlace ICCP tipo 3	30.560.000
CCS22	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 3	242.924.000
CCS23	Sistema de comunicaciones tipo 3	291.853.000
CCS24	Edificio de control tipo 3	785.177.000
CCS25	Scada tipo 4	477.554.000
CCS26	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 4	145.257.000
CCS27	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 4	62.839.000
CCS28	Sistema de información geográfico: GIS tipo 4	50.672.000
CCS29	Enlace ICCP tipo 4	7.927.000
CCS30	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 4	63.012.000
CCS31	Sistema de comunicaciones tipo 4	75.704.000
CCS32	Edificio de control tipo 4	666.607.000

El tipo de centro de control se define de acuerdo con la siguiente clasificación:

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Tabla 55 Clasificación centros de control

TIPO CC	NÚMERO DE SEÑALES
TIPO 1	Señales > 50000
TIPO 2	15000 < Señales <=50000
TIPO 3	5000 < Señales <=15000
TIPO 4	Señales <=5000

El OR deberá calcular el número de señales a partir de su inventario de activos, asignando a cada una de las UC relacionadas en la Tabla 61 con las que cuente el OR el número de señales por UC indicado.

Tabla 56 UC de equipos de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N4EQ1	Unidad de adquisición de datos	74.373.000
N4EQ2	Transformador de tensión nivel 4	33.967.000
N4EQ3	Armario concentrador (marshall in kiosk)	9.776.000
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (pq) creg 024 de 2005	14.907.000
N4EQ5	Enlace de comunicaciones satelital	11.776.000
N4EQ6	Enlace de comunicaciones microondas	61.043.000
N4EQ7	Enlace de fibra óptica	14.080.000
N4EQ8	Sistema de comunicaciones por onda portadora	28.446.000
N4EQ9	Sistema de teleprotección	18.665.000
N4EQ10	Interface de usuario (IHM)	92.069.000
N4EQ11	Unidad terminal remota	149.672.000
N4EQ12	Gateway de comunicaciones	13.848.000

Tabla 57 UC de equipos de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N3EQ1	Equipo de medida	568.000
N3EQ2	Juego de cuchillas para operación sin carga nivel 3	788.000
N3EQ3	Juego de pararrayos nivel 3	546.000
N3EQ4	Juego de seccionadores tripolar bajo carga nivel 3	29.773.000
N3EQ5	Reconector N3	73.482.000
N3EQ6	Regulador 36 kV	162.349.000
N3EQ7	Seccionalizador manual bajo carga	20.246.000
N3EQ8	Seccionalizador eléctrico (motorizado) N3	20.246.000
N3EQ9	Transición aérea - subterránea N3	6.298.000
N3EQ10	Transformador de puesta a tierra	108.471.000
N3EQ11	Transformador de tensión nivel 3	11.346.000
N3EQ12	Unidad de adquisición de datos nivel 3	58.512.000
N3EQ13	Armario concentrador (marshall in kiosk)	9.776.000
N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (pq) creg 024 de 2005	14.907.000
N3EQ15	Interface de usuario (IHM)	84.254.000
N3EQ16	Gateway de comunicaciones	13.848.000
N3EQ17	Enlace de comunicaciones satelital	11.776.000
N3EQ18	Enlace de comunicaciones microondas	61.043.000
N3EQ19	Enlace de fibra óptica	14.080.000
N3EQ20	Unidad terminal remota	141.857.000
N3EQ21	Sistema de teleprotección	18.665.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N3EQ22	Juego de cortacircuitos nivel 3	533.000
N3EQ23	Juego de pararrayos nivel 3 (44 kV)	1.580.000
N3EQ24	Transición aérea - subterránea n3 (44 kV)	6.775.000
N3EQ25	Indicador falla subterráneo nivel 3	2.118.000

Tabla 58 UC de equipos de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic 2007]
N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo N2	1.603.000
N2EQ2	Caja de maniobra N2, sumergible con codos	20.940.000
N2EQ3	Control de bancos de capacitores	3.074.000
N2EQ4	Banco de condensadores montaje en poste 150 kVAr	7.882.000
N2EQ5	Banco de condensadores montaje en poste 300 kVAr	13.834.000
N2EQ6	Banco de condensadores montaje en poste 450 kVAr	19.786.000
N2EQ7	Banco de condensadores montaje en poste 600 kVAr	25.737.000
N2EQ8	Banco de condensadores montaje en poste 900 kVAr	37.641.000
N2EQ9	Cortacircuitos 15 kV monofásico	183.000
N2EQ10	Equipo de medida	568.000
N2EQ11	Indicador falla monofásico	610.000
N2EQ12	Juego de cortacircuitos monofásicos N2	443.000
N2EQ13	Juego de cuchillas para operación sin carga	399.000
N2EQ14	Pararrayos monofásicos	266.000
N2EQ15	Juego de pararrayos monofásicos N2	371.000
N2EQ16	Juego de seccionadores trifásico bajo carga líneas	22.812.000
N2EQ17	Juego de seccionadores trifásico bajo carga S/E	22.657.000
N2EQ18	Regulador de voltaje trifásicos de distribución	157.305.000
N2EQ19	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA	35.520.000
N2EQ20	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA	43.834.000
N2EQ21	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA	52.684.000
N2EQ22	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA	82.698.000
N2EQ23	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA	128.988.000
N2EQ24	Seccionador monopolar 14.4 Kv	2.955.000
N2EQ25	Seccionador trifásico vacío	17.323.000
N2EQ26	Seccionalizador con control inteligente, 400ª	20.246.000
N2EQ27	Seccionalizador eléctrico, 400 a - en SF6	17.323.000
N2EQ28	Seccionalizador motorizado N2	20.246.000
N2EQ29	Seccionalizador manual (bajo carga), 400 A	17.323.000
N2EQ30	Interruptor en aire bajo carga	11.363.000
N2EQ31	Transición aérea - subterránea N2	5.327.000
N2EQ32	Unidad de adquisición de datos nivel 2	58.512.000
N2EQ33	Armario concentrador (marshall in kiosk)	9.776.000
N2EQ34	Unidad de calidad de potencia (pq) creg 024 de 2005	14.907.000
N2EQ35	Reconectador N2	42.362.000
N2EQ36	Interruptor de transferencia en SF6 N2	69.422.000
N2EQ37	Transformador de puesta a tierra	108.471.000
N2EQ38	Transformador de tensión nivel 2	5.699.000

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Tabla 59 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
INTERRUPTOR 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 TIPO 1	500
CENTROS DE CONTROL TIPO 2	410
CENTROS DE CONTROL TIPO 3	220
CENTROS DE CONTROL TIPO 4	130

Tabla 60 Área reconocida por componente para el edificio de control de subestaciones

ITEM	AREA RECONOCIDA [m ²]
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 4 - AG _{4,s}	75
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 3 - AG _{3,s}	56,25
BAHÍA - ABh	11,25
CELDA - ACe	7,5

Tabla 61 Señales por unidad constructiva

UC	DESCRIPCIÓN UC	SEÑALES POR UC
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	108
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	160
N4S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	108
N4S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	160
N4S5	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	108
N4S6	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	160
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	108

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

UC	DESCRIPCIÓN UC	SEÑALES POR UC
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	160
N4S9	Bahía de línea - configuración interruptor y medio - tipo convencional	162
N4S10	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional	240
N4S11	Bahía de línea - configuración en anillo - tipo convencional	162
N4S12	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional	240
N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	108
N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(SF6)	160
N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	108
N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)	160
N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional	108
N4S18	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)	108
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional	60
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	90
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	60
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	90
N3S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	60
N3S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	90
N3S7	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	60
N3S8	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	90
N3S9	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	60
N3S10	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	90
N3S11	Celda de línea - subestación tipo metalclad	60
N3S12	Celda de transformador o acople - subestación tipo metalclad	60
N3S13	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 1	60
N3S14	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 1	90
N3S15	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 2	60
N3S16	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 2	90
N3S17	Bahía de línea - subestación reducida	60
N3S18	Bahía de transformador - subestación reducida	90
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional	60
N3S20	Bahía de acople - tipo encapsulada (SF6)	60
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	60
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	90
N2S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	60
N2S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	90
N2S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	60
N2S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	90
N2S7	Bahía de línea - subestación reducida	60
N2S8	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - tipo convencional	60
N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad	60
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad	60
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación metalclad	60
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad	30
N2S13	Gabinete protección de barras - subestación metalclad	30
N2S14	Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad	30
N2S15	Celda de salida de circuito - doble barra - subestación metalclad	60
N2S16	Celda de llegada de transformador - doble barra - subestación metalclad	90
N2S17	Celda de interconexión o de acople - doble barra - subestación metalclad	60
N2S18	Celda de medida o auxiliares - doble barra - subestación metalclad	30

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

15.2 CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para la clasificación de las UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2, establecidas en este capítulo, se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 62 Unidades constructivas de la categoría de transformadores de potencia

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
1	Transformadores de potencia	4	30	N5T1 a N5T25 y N4T1 a N4T19
1	Transformadores de potencia	3	30	N3T1 a N3T8

Tabla 63 Unidades constructivas de la categoría de compensaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
2	Compensaciones	4	30	N4CR1 a N4CR5
2	Compensaciones	3	30	N3CR1 a N3CR5
2	Compensaciones	2	30	N2CR1 a N2CR6

Tabla 64 Unidades constructivas de la categoría de bahías y celdas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
3	Bahías y celdas	4	30	N5S1 a N5S6, N5S9, N4S1E, N4S1 a N4S18, N4S46 y N4S47
3	Bahías y celdas	3	30	N3S1 a N3S20 y N3S39 a N3S43
3	Bahías y celdas	2	30	N2S1 a N2S11 y N2S15 a N2S17

Tabla 65 Unidades constructivas de la categoría de equipos de control y comunicaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
4	Equipos de control y comunicaciones	4	10	N5S8, N4S19, N4S45, N4EQ1 y N4EQ4 a N4EQ12
4	Equipos de control y comunicaciones	3	10	N3S21 a N3S23, N3S38, N3EQ1, N3EQ12 y N3EQ14 a N3EQ21
4	Equipos de control y comunicaciones	2	10	N2EQ3, N2EQ10, N2EQ32 y N2EQ34

Tabla 66 Unidades constructivas de la categoría de equipos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
5	Equipos de subestación	4	40	N4EQ2, N4EQ2E, N4EQ3, N4EQ4E, N4EQ13, N4EQ13E, N4EQ14 y N4EQ14E
5	Equipos de subestación	3	30	N3EQ10, N3EQ11 y N3EQ13
5	Equipos de subestación	2	30	N2EQ33, N2EQ37, N2EQ38 y N2EQ40

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Tabla 67 Unidades constructivas de la categoría de otros activos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
6	Otros activos subestación	4	30	N5S7, N5S10, N4S20 a N4S44 y N4S48
6	Otros activos subestación	3	30	N3S24 a N3S37 y N3S44
6	Otros activos subestación	2	30	N2S12 a N2S14 y N2S18 a N2S29

Tabla 68 Unidades constructivas de la categoría de centros de control

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
7	Centro de control	-	10	CCS1 a CCS32

Tabla 69 Unidades constructivas de la categoría de líneas aéreas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
8	Líneas aéreas	4	40	N4L1 a N4L48 y N4L51 a N4L54
8	Líneas aéreas	3	40	N3L1 a N3L26
8	Líneas aéreas	2	30	N2L1 a N2L53

Tabla 70 Unidades constructivas de la categoría de líneas subterráneas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
9	Líneas subterráneas	4	40	N4L49 y N4L50
9	Líneas subterráneas	3	40	N3L27 a N3L33
9	Líneas subterráneas	2	30	N2L54 a N2L70

Tabla 71 Unidades constructivas de la categoría de equipos de línea

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
10	Equipos de línea	3	30	N3EQ2 a N3EQ9 y N3EQ22 a N3EQ25
10	Equipos de línea	2	30	N2EQ1, N2EQ2, N2EQ4 a N2EQ9, N2EQ11 a N2EQ31, N2EQ35 y N2EQ36

Para la clasificación de los circuitos de nivel de tensión 1 se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 72 Clasificación de activos de nivel de tensión 1

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL	VIDA ÚTIL
11	Transformadores de distribución	1	20
12	Redes aéreas	1	30

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CAPITULO 16. ÍNDICES DE RIESGO POR MUNICIPIO

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
91263	AMAZONAS	EL ENCANTO	21,69
91405	AMAZONAS	LA CHORRERA	23,64
91407	AMAZONAS	LA PEDRERA	22,41
91430	AMAZONAS	LÁ VICTORIA	23,09
91001	AMAZONAS	LETICIA	19,31
91460	AMAZONAS	MIRITÍ-PARANA	23,15
91530	AMAZONAS	PUERTO ALEGRIA	24,21
91536	AMAZONAS	PUERTO ARICA	21,96
91540	AMAZONAS	PUERTO NARIÑO	18,44
91669	AMAZONAS	PUERTO SANTANDER	31,10
91798	AMAZONAS	TARAPACA	18,56
5002	ANTIOQUIA	ABEJORRAL	24,08
5004	ANTIOQUIA	ABRIAQUI	24,02
5021	ANTIOQUIA	ALEJANDRIA	50,49
5030	ANTIOQUIA	AMAGA	57,64
5031	ANTIOQUIA	AMALFI	38,89
5034	ANTIOQUIA	ANDES	46,86
5036	ANTIOQUIA	ANGELOPOLIS	55,54
5038	ANTIOQUIA	ANGOSTURA	36,81
5040	ANTIOQUIA	ANORI	51,42
5044	ANTIOQUIA	ANZA	33,75
5045	ANTIOQUIA	APARTADO	39,34
5051	ANTIOQUIA	ARBOLETES	45,36
5055	ANTIOQUIA	ARGELIA	56,29
5059	ANTIOQUIA	ARMENIA	36,51
5079	ANTIOQUIA	BARBOSA	39,93
5088	ANTIOQUIA	BELLO	28,47
5086	ANTIOQUIA	BELMIRA	22,18
5091	ANTIOQUIA	BETANIA	40,00
5093	ANTIOQUIA	BETULIA	48,81
5107	ANTIOQUIA	BRICEÑO	49,85
5113	ANTIOQUIA	BURITICA	22,83
5120	ANTIOQUIA	CACERES	70,72
5125	ANTIOQUIA	CAICEDO	23,68
5129	ANTIOQUIA	CALDAS	52,50
5134	ANTIOQUIA	CAMPAMENTO	40,13
5138	ANTIOQUIA	CAÑASGORDAS	36,94
5142	ANTIOQUIA	CARACOLI	47,45
5145	ANTIOQUIA	CARAMANTA	41,08
5147	ANTIOQUIA	CAREPA	41,94
5148	ANTIOQUIA	CARMEN D VIBORAL	28,75
5150	ANTIOQUIA	CAROLINA	46,02
5154	ANTIOQUIA	CAUCASIA	55,77
5172	ANTIOQUIA	CHIGORODO	48,05
5190	ANTIOQUIA	CISNEROS	63,82
5101	ANTIOQUIA	BOLIVAR	47,08
5197	ANTIOQUIA	COCORNA	57,71
5206	ANTIOQUIA	CONCEPCION	37,11
5209	ANTIOQUIA	CONCORDIA	42,28
5212	ANTIOQUIA	COPACABANA	27,70
5234	ANTIOQUIA	DABEIBA	24,69
5237	ANTIOQUIA	DON MATIAS	40,64
5240	ANTIOQUIA	EBEJICO	33,97
5250	ANTIOQUIA	EL BAGRE	66,03
5264	ANTIOQUIA	ENTRERRIOS	21,81
5266	ANTIOQUIA	ENVIGADO	35,94
5282	ANTIOQUIA	FREDONIA	57,33
5284	ANTIOQUIA	FRONTINO	43,85

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
5306	ANTIOQUIA	GIRALDO	25,77
5308	ANTIOQUIA	GIRARDOTA	31,56
5310	ANTIOQUIA	GOMEZ PLATA	45,94
5313	ANTIOQUIA	GRANADA	40,00
5315	ANTIOQUIA	GUADALUPE	41,05
5318	ANTIOQUIA	GUARNE	24,83
5321	ANTIOQUIA	GUATAPE	55,97
5347	ANTIOQUIA	HELICONIA	51,45
5353	ANTIOQUIA	HISPANIA	42,94
5360	ANTIOQUIA	ITAGUI	36,01
5361	ANTIOQUIA	ITUANGO	31,06
5364	ANTIOQUIA	JARDIN	49,17
5368	ANTIOQUIA	JERICO	41,99
5376	ANTIOQUIA	LA CEJA	30,31
5380	ANTIOQUIA	LA ESTRELLA	45,42
5390	ANTIOQUIA	LA PINTADA	33,63
5400	ANTIOQUIA	LA UNION	41,43
5411	ANTIOQUIA	LIBORINA	22,80
5425	ANTIOQUIA	MACEO	53,38
5440	ANTIOQUIA	MARINILLA	27,68
5001	ANTIOQUIA	MEDELLIN	28,30
5467	ANTIOQUIA	MONTEBELLO	29,72
5475	ANTIOQUIA	MURINDO	50,68
5480	ANTIOQUIA	MUTATA	54,02
5483	ANTIOQUIA	NARIÑO	62,70
5495	ANTIOQUIA	NECHI	67,90
5490	ANTIOQUIA	NECOCLI	51,51
5501	ANTIOQUIA	OLAYA	21,13
5541	ANTIOQUIA	PEÑOL	28,21
5543	ANTIOQUIA	PEQUE	26,80
5576	ANTIOQUIA	PUEBLORRICO	42,64
5579	ANTIOQUIA	PUERTO BERRIO	73,10
5585	ANTIOQUIA	PTO NARE	55,04
5591	ANTIOQUIA	PUERTO TRIUNFO	61,31
5604	ANTIOQUIA	REMEDIOS	64,92
5607	ANTIOQUIA	RETIRO	30,24
5615	ANTIOQUIA	RIONEGRO	27,63
5628	ANTIOQUIA	SABANALARGA	19,03
5631	ANTIOQUIA	SABANETA	45,68
5642	ANTIOQUIA	SALGAR	46,87
5647	ANTIOQUIA	SAN ANDRES	26,34
5649	ANTIOQUIA	SAN CARLOS	69,73
5652	ANTIOQUIA	SAN FRANCISCO	82,26
5656	ANTIOQUIA	SAN JERONIMO	27,95
5658	ANTIOQUIA	SN JSE D MONTAÑA	22,47
5659	ANTIOQUIA	SN JUAN DE URABA	54,15
5660	ANTIOQUIA	SAN LUIS	63,65
5664	ANTIOQUIA	SAN PEDRO	19,22
5665	ANTIOQUIA	SN PEDRO D URABA	35,14
5667	ANTIOQUIA	SAN RAFAEL	71,38
5670	ANTIOQUIA	SAN ROQUE	53,60
5674	ANTIOQUIA	SAN VICENTE	25,28
5679	ANTIOQUIA	SANTA BARBARA	31,22
5042	ANTIOQUIA	ANTIOQUIA	17,92
5686	ANTIOQUIA	STA ROSA DE OSOS	24,31
5690	ANTIOQUIA	SANTO DOMINGO	54,23
5697	ANTIOQUIA	SANTUARIO	32,36
5736	ANTIOQUIA	SEGOVIA	65,03

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
5756	ANTIOQUIA	SONSON	33,32
5761	ANTIOQUIA	SOPETRAN	25,87
5789	ANTIOQUIA	TAMESIS	41,01
5790	ANTIOQUIA	TARAZA	70,75
5792	ANTIOQUIA	TARSO	40,10
5809	ANTIOQUIA	TITIRIBI	36,71
5819	ANTIOQUIA	TOLEDO	28,19
5837	ANTIOQUIA	TURBO	48,00
5842	ANTIOQUIA	URAMITA	30,41
5847	ANTIOQUIA	URRAO	31,33
5854	ANTIOQUIA	VALDIVIA	67,89
5856	ANTIOQUIA	VALPARAISO	32,61
5858	ANTIOQUIA	VEGACHI	50,52
5861	ANTIOQUIA	VENECIA	59,41
5873	ANTIOQUIA	VIGIA DEL FUERTE	48,88
5885	ANTIOQUIA	YALI	37,75
5887	ANTIOQUIA	YARUMAL	32,54
5890	ANTIOQUIA	YOLOMBO	41,23
5893	ANTIOQUIA	YONDO	52,01
5895	ANTIOQUIA	ZARAGOZA	61,81
81001	ARAUCA	ARAUCA	22,85
81065	ARAUCA	ARAUQUITA	21,41
81220	ARAUCA	CRAVO NORTE	24,85
81300	ARAUCA	FORTUL	24,44
81591	ARAUCA	PUERTO RONDON	22,03
81736	ARAUCA	SARAVENA	31,99
81794	ARAUCA	TAME	24,93
8078	ATLANTICO	BARANOA	33,50
8001	ATLANTICO	BARRANQUILLA	27,25
8137	ATLANTICO	CAMPO DE LA CRUZ	34,61
8141	ATLANTICO	CANDELARIA	33,39
8296	ATLANTICO	GALAPA	38,05
8372	ATLANTICO	JUAN DE ACOSTA	21,97
8421	ATLANTICO	LURUACO	27,65
8433	ATLANTICO	MALAMBO	15,35
8436	ATLANTICO	MANATI	33,40
8520	ATLANTICO	PALMAR DE VARELA	30,45
8549	ATLANTICO	PIOJO	25,51
8558	ATLANTICO	POLONUEVO	31,79
8560	ATLANTICO	PONEDERA	29,40
8573	ATLANTICO	PUERTO COLOMBIA	31,38
8606	ATLANTICO	REPELON	25,61
8634	ATLANTICO	SABANAGRANDE	21,36
8638	ATLANTICO	SABANALARGA	33,81
8675	ATLANTICO	SANTA LUCIA	38,43
8685	ATLANTICO	SANTO TOMAS	30,42
8758	ATLANTICO	SOLEDAD	27,24
8770	ATLANTICO	SUAN	37,35
8832	ATLANTICO	TUBARA	22,01
8849	ATLANTICO	USIACURI	33,20
13006	BOLIVAR	ACHI	66,00
13030	BOLIVAR	ALTOS DEL ROSARIO	45,44
13042	BOLIVAR	ARENAL	34,80
13052	BOLIVAR	ARJONA	48,66
13062	BOLIVAR	ARROYOHONDO	38,31
13074	BOLIVAR	BARRANCO DE LOBA	66,17
13140	BOLIVAR	CALAMAR	26,87
13160	BOLIVAR	CANTAGALLO	58,62
13001	BOLIVAR	CARTAGENA	32,81
13188	BOLIVAR	CICUCO	42,79
13222	BOLIVAR	CLEMENCIA	39,87

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
13212	BOLIVAR	CORDOBA	25,82
13244	BOLIVAR	CARMEN D BOLIVAR	36,13
13248	BOLIVAR	EL GUAMO	36,94
13268	BOLIVAR	EL PEÑON	50,79
13300	BOLIVAR	HATILLO DE LOBA	67,90
13430	BOLIVAR	MAGANGUE	37,29
13433	BOLIVAR	MAHATES	50,77
13440	BOLIVAR	MARGARITA	47,27
13442	BOLIVAR	MARIA LA BAJA	55,62
13468	BOLIVAR	MOMPOS	49,93
13458	BOLIVAR	MONTECRISTO	88,32
13473	BOLIVAR	MORALES	36,68
13490	BOLIVAR	NOROSI	46,95
13549	BOLIVAR	PINILLOS	53,75
13580	BOLIVAR	REGIDOR	63,21
13600	BOLIVAR	RIO VIEJO	59,43
13620	BOLIVAR	SAN CRISTOBAL	29,76
13647	BOLIVAR	SAN ESTANISLAO	21,37
13650	BOLIVAR	SAN FERNANDO	47,71
13654	BOLIVAR	SAN JACINTO	40,49
13655	BOLIVAR	SAN JACINTO DEL CAUCA	82,08
13657	BOLIVAR	SAN JUAN NEPOMUCENO	44,22
13667	BOLIVAR	SAN MARTIN DE LOBA	67,88
13670	BOLIVAR	SAN PABLO	56,92
13673	BOLIVAR	SANTA CATALINA	31,90
13683	BOLIVAR	SANTA ROSA	41,72
13688	BOLIVAR	STA ROSA DEL SUR	43,37
13744	BOLIVAR	SIMITI	41,98
13760	BOLIVAR	SOPLAVIENTO	21,42
13780	BOLIVAR	TALAIGUA NUEVO	42,87
13810	BOLIVAR	TIQUISIO	51,62
13836	BOLIVAR	TURBACO	26,76
13838	BOLIVAR	TURBANA	27,17
13873	BOLIVAR	VILLANUEVA	29,75
13894	BOLIVAR	ZAMBRANO	28,49
15022	BOYACA	ALMEIDA	5,02
15047	BOYACA	AQUITANIA	-4,63
15051	BOYACA	ARCABUCO	18,41
15087	BOYACA	BELEN	8,73
15090	BOYACA	BERBEO	15,58
15092	BOYACA	BETEITIVA	8,89
15097	BOYACA	BOAVITA	8,84
15104	BOYACA	BOYACA	6,31
15106	BOYACA	BRICEÑO	52,86
15109	BOYACA	BUENAVISTA	25,15
15114	BOYACA	BUSBANZA	6,17
15131	BOYACA	CALDAS	22,68
15135	BOYACA	CAMPOHERMOSO	24,68
15162	BOYACA	CERINZA	10,53
15172	BOYACA	CHINAVITA	8,52
15176	BOYACA	CHIQUEQUIRA	23,03
15232	BOYACA	CHIQUEIZA	15,89
15180	BOYACA	CHISCAS	17,75
15183	BOYACA	CHITA	-2,06
15185	BOYACA	CHITARAQUE	44,63
15187	BOYACA	CHIVATA	11,78
15236	BOYACA	CHIVOR	12,17
15189	BOYACA	CIENEGA	15,26
15204	BOYACA	COMBITA	13,42
15212	BOYACA	COPER	64,13

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
15215	BOYACA	CORRALES	6,48
15218	BOYACA	COVARACHIA	18,43
15223	BOYACA	CUBARA	41,18
15224	BOYACA	CUCAITA	12,26
15226	BOYACA	CUITIVA	1,44
15238	BOYACA	DUITAMA	9,87
15244	BOYACA	EL COCUY	8,75
15248	BOYACA	EL ESPINO	18,24
15272	BOYACA	FIRAVITOBA	8,28
15276	BOYACA	FLORESTA	7,05
15293	BOYACA	GACHANTIVA	28,54
15296	BOYACA	GAMEZA	1,50
15299	BOYACA	GARAGOA	16,03
15317	BOYACA	GUACAMAYAS	18,07
15322	BOYACA	GUATEQUE	14,05
15325	BOYACA	GUAYATA	14,08
15332	BOYACA	GUICAN	10,48
15362	BOYACA	IZA	2,24
15367	BOYACA	JENESANO	13,45
15368	BOYACA	JERICO	-3,67
15380	BOYACA	LA CAPILLA	14,18
15403	BOYACA	LA UVITA	8,04
15401	BOYACA	LA VICTORIA	64,29
15377	BOYACA	LABRANZAGRANDE	17,60
15425	BOYACA	MACANAL	15,42
15442	BOYACA	MARIPI	31,66
15455	BOYACA	MIRAFLORES	16,00
15464	BOYACA	MONGUA	-1,87
15466	BOYACA	MONGUI	4,95
15469	BOYACA	MONQUIRA	50,40
15476	BOYACA	MOTAVITA	10,72
15480	BOYACA	MUZO	62,18
15491	BOYACA	NOBSA	9,96
15494	BOYACA	NUEVO COLON	11,95
15500	BOYACA	OICATA	13,65
15507	BOYACA	OTANCHE	72,93
15511	BOYACA	PACHAVITA	5,22
15514	BOYACA	PAEZ	21,69
15516	BOYACA	PAIPA	12,10
15518	BOYACA	PAJARITO	36,01
15522	BOYACA	PANQUEBA	13,11
15531	BOYACA	PAUNA	34,87
15533	BOYACA	PAYA	20,03
15537	BOYACA	PAZ DE RIO	12,29
15542	BOYACA	PESCA	3,79
15550	BOYACA	PISVA	13,18
15572	BOYACA	PUERTO BOYACA	58,51
15580	BOYACA	QUIPAMA	64,95
15599	BOYACA	RAMIRQUI	4,89
15600	BOYACA	RAQUIRA	20,00
15621	BOYACA	RONDON	17,78
15632	BOYACA	SABOYA	28,45
15638	BOYACA	SACHICA	17,21
15646	BOYACA	SAMACA	15,32
15660	BOYACA	SAN EDUARDO	14,24
15664	BOYACA	SAN JOSE DE PARE	33,55
15667	BOYACA	SN LUIS D GACENO	39,16
15673	BOYACA	SAN MATEO	7,84
15676	BOYACA	SN MIGUEL D SEMA	26,51
15681	BOYACA	SN PABLO BORBUR	51,29
15690	BOYACA	SANTA MARIA	35,50

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
15693	BOYACA	STA ROSA VITERBO	8,00
15696	BOYACA	SANTA SOFIA	24,97
15686	BOYACA	SANTANA	32,92
15720	BOYACA	SATIVANORTE	13,85
15723	BOYACA	SATIVASUR	13,88
15740	BOYACA	SIACHOQUE	5,28
15753	BOYACA	SOATA	8,54
15757	BOYACA	SOCHA	8,91
15755	BOYACA	SOCOTA	2,54
15759	BOYACA	SOGAMOSO	8,30
15761	BOYACA	SOMONDOCO	14,70
15762	BOYACA	SORA	10,60
15764	BOYACA	SORACA	1,35
15763	BOYACA	SOTAQUIRA	21,68
15774	BOYACA	SUSACON	12,86
15776	BOYACA	SUTAMARCHAN	23,96
15778	BOYACA	SUTATENZA	13,54
15790	BOYACA	TASCO	9,14
15798	BOYACA	TENZA	14,98
15804	BOYACA	TIBANA	11,59
15806	BOYACA	TIBASOSA	8,12
15808	BOYACA	TINJACA	17,35
15810	BOYACA	TIPACOQUE	16,79
15814	BOYACA	TOCA	10,04
15816	BOYACA	TOGUI	50,42
15820	BOYACA	TOPAGA	4,51
15822	BOYACA	TOTA	0,87
15001	BOYACA	TUNJA	9,32
15832	BOYACA	TUNUNGUA	52,72
15835	BOYACA	TURMEQUE	11,86
15837	BOYACA	TUTA	12,84
15839	BOYACA	TUTASA	7,77
15842	BOYACA	UMBITA	3,21
15861	BOYACA	VENTAQUEMADA	14,89
15407	BOYACA	VILLA DE LEYVA	17,24
15879	BOYACA	VIRACACHA	2,47
15897	BOYACA	ZETAQUIRA	20,26
17013	CALDAS	AGUADAS	25,31
17042	CALDAS	ANSERMA	38,10
17050	CALDAS	ARANZAZU	26,86
17088	CALDAS	BELALCAZAR	35,70
17174	CALDAS	CHINCHINA	40,18
17272	CALDAS	FILADELFIA	28,44
17380	CALDAS	LA DORADA	52,35
17388	CALDAS	LA MERCED	26,65
17001	CALDAS	MANIZALES	23,07
17433	CALDAS	MANZANARES	43,10
17442	CALDAS	MARMATO	37,39
17444	CALDAS	MARQUETALIA	47,91
17446	CALDAS	MARULANDA	19,27
17486	CALDAS	NEIRA	26,53
17495	CALDAS	NORCASIA	77,06
17513	CALDAS	PACORA	35,51
17524	CALDAS	PALESTINA	39,25
17541	CALDAS	PENSILVANIA	44,36
17614	CALDAS	RIOSUCIO	45,59
17616	CALDAS	RISARALDA	31,71
17653	CALDAS	SALAMINA	29,82
17662	CALDAS	SAMANA	92,00
17665	CALDAS	SAN JOSE	31,68
17777	CALDAS	SUPIA	35,65

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
17867	CALDAS	VICTORIA	58,90
17873	CALDAS	VILLAMARIA	26,59
17877	CALDAS	VITERBO	32,48
18029	CAQUETA	ALBANIA	38,70
18094	CAQUETA	BELEN ANDAQUIES	28,53
18150	CAQUETA	CARTAGENA DE CHAIRA	24,09
18205	CAQUETA	CURILLO	25,66
18247	CAQUETA	EL DONCELLO	36,02
18256	CAQUETA	EL PAUJIL	34,16
18001	CAQUETA	FLORENCIA	39,29
18410	CAQUETA	LA MONTAÑITA	26,19
18460	CAQUETA	MILAN	25,60
18479	CAQUETA	MORELIA	39,24
18592	CAQUETA	PUERTO RICO	40,01
18610	CAQUETA	SAN JOSE DE FRAGUA	41,55
18753	CAQUETA	SAN VICENTE CAGUAN	21,47
18756	CAQUETA	SOLANO	23,77
18785	CAQUETA	SOLITA	23,11
18860	CAQUETA	VALPARAISO	25,00
85010	CASANARE	AGUAZUL	38,18
85015	CASANARE	CHAMEZA	25,81
85125	CASANARE	HATO COROZAL	20,02
85136	CASANARE	LA SALINA	10,13
85139	CASANARE	MANI	23,61
85162	CASANARE	MONTERREY	38,05
85225	CASANARE	NUNCHIA	28,03
85230	CASANARE	OROCUE	30,42
85250	CASANARE	PAZ DE ARIPORO	24,08
85263	CASANARE	PORE	23,81
85279	CASANARE	RECETOR	31,98
85300	CASANARE	SABANALARGA	40,62
85315	CASANARE	SACAMA	22,78
85325	CASANARE	SN LUIS PALENQUE	19,51
85400	CASANARE	TAMARA	21,67
85410	CASANARE	TAURAMENA	43,66
85430	CASANARE	TRINIDAD	19,39
85440	CASANARE	VILLANUEVA	31,33
85001	CASANARE	YOPAL	33,78
19022	CAUCA	ALMAGUER	3,60
19050	CAUCA	ARGELIA	10,66
19075	CAUCA	BALBOA	12,42
19100	CAUCA	BOLIVAR	16,15
19110	CAUCA	BUENOS AIRES	39,46
19130	CAUCA	CAJIBIO	32,72
19137	CAUCA	CALDONO	21,10
19142	CAUCA	CALOTO	28,48
19212	CAUCA	CORINTO	21,89
19256	CAUCA	EL TAMBO	33,21
19290	CAUCA	FLORENCIA	9,55
19300	CAUCA	GUACHENE	23,76
19318	CAUCA	GUAPI	40,45
19355	CAUCA	INZA	5,74
19364	CAUCA	JAMBALO	12,98
19392	CAUCA	LA SIERRA	25,18
19397	CAUCA	LA VEGA	6,15
19418	CAUCA	LOPEZ	52,84
19450	CAUCA	MERCADERES	19,28
19455	CAUCA	MIRANDA	20,90
19473	CAUCA	MORALES	28,09
19513	CAUCA	PADILLA	21,29

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
19517	CAUCA	PAEZ	6,38
19532	CAUCA	PATIA	23,30
19533	CAUCA	PIAMONTE	23,63
19548	CAUCA	PIENDAMO	24,99
19001	CAUCA	POPAYAN	18,66
19573	CAUCA	PUERTO TEJADA	20,93
19585	CAUCA	PURACE	7,78
19622	CAUCA	ROSAS	27,05
19693	CAUCA	SAN SEBASTIAN	-0,17
19701	CAUCA	SANTA ROSA	7,44
19698	CAUCA	SANTANDER DE QUILICHAO	31,54
19743	CAUCA	SILVIA	3,81
19760	CAUCA	SOTARA	6,54
19780	CAUCA	SUAREZ	42,04
19785	CAUCA	SUCRE	15,12
19807	CAUCA	TIMBIO	19,82
19809	CAUCA	TIMBIQUI	30,01
19821	CAUCA	TORIBIO	14,38
19824	CAUCA	TOTORO	4,08
19845	CAUCA	VILLA RICA	25,08
20011	CESAR	AGUACHICA	36,57
20013	CESAR	AGUSTIN CODAZZI	48,31
20032	CESAR	ASTREA	47,38
20045	CESAR	BECERRIL	36,17
20060	CESAR	BOSCONIA	37,76
20175	CESAR	CHIMICHAGUA	52,31
20178	CESAR	CHIRIGUANA	38,03
20228	CESAR	CURUMANI	35,76
20238	CESAR	EL COPEY	30,94
20250	CESAR	EL PASO	29,77
20295	CESAR	GAMARRA	46,00
20310	CESAR	GONZALEZ	16,29
20383	CESAR	LA GLORIA	63,21
20400	CESAR	JAGUA DE IBIRICO	38,75
20621	CESAR	LA PAZ	35,07
20443	CESAR	MANAURE DL CESAR	22,76
20517	CESAR	PAILITAS	47,65
20550	CESAR	PELAYA	53,27
20570	CESAR	PUEBLO BELLO	37,61
20614	CESAR	RIO DE ORO	18,01
20710	CESAR	SAN ALBERTO	41,59
20750	CESAR	SAN DIEGO	43,92
20770	CESAR	SAN MARTIN	47,75
20787	CESAR	TAMALAMEQUE	42,68
20001	CESAR	VALLEDUPAR	31,80
27006	CHOCO	ACANDI	33,58
27025	CHOCO	ALTO BAUDO	47,73
27050	CHOCO	ATRATO	72,50
27073	CHOCO	BAGADO	75,78
27075	CHOCO	BAHIA SOLANO	77,35
27077	CHOCO	BAJO BAUDO	66,79
27099	CHOCO	BOJAYA	48,86
27150	CHOCO	CARMEN DEL DARIEN	45,53
27160	CHOCO	CERTEGUI	87,26
27205	CHOCO	CONDOTO	79,78
27135	CHOCO	CANTON DE SAN PABLO	66,48
27245	CHOCO	EL CARMEN	41,86
27250	CHOCO	EL LITORAL SAN JUAN	51,19
27361	CHOCO	ITSMINA	79,76
27372	CHOCO	JURADO	47,46

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
27413	CHOCO	LLORO	88,66
27425	CHOCO	MEDIO ATRATO	54,51
27430	CHOCO	MEDIO BAUDO	43,29
27450	CHOCO	MEDIO SAN JUAN	79,82
27491	CHOCO	NOVITA	73,49
27495	CHOCO	NUQUI	58,60
27001	CHOCO	QUIBDO	72,72
27580	CHOCO	RIO IRO	84,19
27600	CHOCO	RIO QUITO	67,62
27615	CHOCO	RIOSUCIO	37,31
27660	CHOCO	SAN JOSE DEL PALMAR	42,16
27745	CHOCO	SIPI	57,84
27787	CHOCO	TADO	74,65
27800	CHOCO	UNGUIA	30,38
27810	CHOCO	UNION PANAMERICANA	73,46
23068	CORDOBA	AYAPEL	55,27
23079	CORDOBA	BUENAVISTA	41,64
23090	CORDOBA	CANALETE	32,31
23162	CORDOBA	CERETE	46,65
23168	CORDOBA	CHIMA	35,26
23182	CORDOBA	CHINU	44,56
23189	CORDOBA	CIENAGA DE ORO	53,25
23300	CORDOBA	COTORRA	31,25
23350	CORDOBA	LA APARTADA	45,92
23417	CORDOBA	LORICA	41,42
23419	CORDOBA	LOS CORDOBAS	47,29
23464	CORDOBA	MOMIL	28,46
23466	CORDOBA	MONTELIBANO	49,11
23001	CORDOBA	MONTERIA	48,16
23500	CORDOBA	MOÑITOS	39,37
23555	CORDOBA	PLANETA RICA	36,55
23570	CORDOBA	PUEBLO NUEVO	52,54
23574	CORDOBA	PUERTO ESCONDIDO	42,59
23580	CORDOBA	PTO LIBERTADOR	40,10
23586	CORDOBA	PURISIMA	29,82
23660	CORDOBA	SAHAGUN	50,25
23670	CORDOBA	SN AND SOTAVENTO	48,15
23672	CORDOBA	SAN ANTERO	41,46
23675	CORDOBA	SN BERNAR VIENTO	27,95
23678	CORDOBA	SAN CARLOS	32,41
23682	CORDOBA	SAN JOSE DE URE	51,78
23686	CORDOBA	SAN PELAYO	43,43
23807	CORDOBA	TIERRALTA	29,81
23815	CORDOBA	TUCHIN	46,63
23855	CORDOBA	VALENCIA	22,56
25001	C/MARCA	AGUA DE DIOS	20,62
25019	C/MARCA	ALBAN	16,85
25035	C/MARCA	ANAPOIMA	19,71
25040	C/MARCA	ANOLAIMA	15,49
25599	C/MARCA	APULO	20,12
25053	C/MARCA	ARBELAEZ	19,24
25086	C/MARCA	BELTRAN	30,85
25095	C/MARCA	BITUIMA	20,53
25099	C/MARCA	BOJACA	4,18
25120	C/MARCA	CABRERA	8,86
25123	C/MARCA	CACHIPAY	14,69
25126	C/MARCA	CAJICA	13,40
25148	C/MARCA	CAPARRAPI	31,00
25151	C/MARCA	CAQUEZA	4,75
25154	C/MARCA	CARMEN DE CARUPA	6,81

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
25168	C/MARCA	CHAGUANI	26,44
25175	C/MARCA	CHIA	7,86
25178	C/MARCA	CHIPAQUE	0,21
25181	C/MARCA	CHOACHI	3,59
25183	C/MARCA	CHOCONTA	4,13
25200	C/MARCA	COGUA	17,05
25214	C/MARCA	COTA	7,85
25224	C/MARCA	CUCUNUBA	11,84
25245	C/MARCA	EL COLEGIO	21,42
25258	C/MARCA	EL PEÑON	51,30
25260	C/MARCA	EL ROSAL	9,23
25269	C/MARCA	FACATATIVA	13,05
25279	C/MARCA	FOMEQUE	4,93
25281	C/MARCA	FOSCA	6,19
25286	C/MARCA	FUNZA	9,31
25288	C/MARCA	FUQUENE	11,30
25290	C/MARCA	FUSAGASUGA	17,80
25293	C/MARCA	GACHALA	10,34
25295	C/MARCA	GACHANCIPA	5,68
25297	C/MARCA	GACHETA	16,93
25299	C/MARCA	GAMA	12,24
25307	C/MARCA	GIRARDOT	31,45
25312	C/MARCA	GRANADA	6,91
25317	C/MARCA	GUACHETA	17,49
25320	C/MARCA	GUADUAS	28,33
25322	C/MARCA	GUASCA	2,86
25324	C/MARCA	GUATAQUI	24,09
25326	C/MARCA	GUATAVITA	13,03
25328	C/MARCA	GUAY DE SIQUIMA	16,92
25335	C/MARCA	GUAYABETAL	23,29
25339	C/MARCA	GUTIERREZ	5,29
25368	C/MARCA	JERUSALEN	23,93
25372	C/MARCA	JUNIN	14,59
25377	C/MARCA	LA CALERA	8,33
25386	C/MARCA	LA MESA	16,72
25394	C/MARCA	LA PALMA	42,05
25398	C/MARCA	LA PEÑA	36,88
25402	C/MARCA	LA VEGA	28,90
25407	C/MARCA	LENGUAZAQUE	11,76
25426	C/MARCA	MACHETA	3,28
25430	C/MARCA	MADRID	4,30
25436	C/MARCA	MANTA	13,78
25438	C/MARCA	MEDINA	35,76
25473	C/MARCA	MOSQUERA	4,11
25483	C/MARCA	NARIÑO	21,28
25486	C/MARCA	NEMOCON	7,32
25488	C/MARCA	NILO	23,70
25489	C/MARCA	NIMAIMA	34,50
25491	C/MARCA	NOCAIMA	34,48
25513	C/MARCA	PACHO	20,70
25518	C/MARCA	PAIME	69,56
25524	C/MARCA	PANDI	25,69
25530	C/MARCA	PARATEBUENO	34,87
25535	C/MARCA	PASCA	12,53
25572	C/MARCA	PUERTO SALGAR	58,95
25580	C/MARCA	PULI	17,83
25592	C/MARCA	QUEBRADANEGRA	30,12
25594	C/MARCA	QUETAME	11,12
25596	C/MARCA	QUIPILE	16,39
25612	C/MARCA	RICAUORTE	27,67
25645	C/MARCA	S ANTONIO TQDAMA	8,51

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
25649	C/MARCA	SAN BERNARDO	18,76
25653	C/MARCA	SAN CAYETANO	28,52
25658	C/MARCA	SAN FRANCISCO	27,41
25662	C/MARCA	SN JUAN RIO SECO	20,79
25718	C/MARCA	SASAIMA	39,05
25736	C/MARCA	SESQUILE	1,17
25740	C/MARCA	SIBATE	3,27
25743	C/MARCA	SILVANIA	23,90
25745	C/MARCA	SIMIJACA	10,76
25754	C/MARCA	SOACHA	6,19
25758	C/MARCA	SOPO	7,98
25769	C/MARCA	SUBACHOQUE	8,12
25772	C/MARCA	SUESCA	-1,11
25777	C/MARCA	SUPATA	22,18
25779	C/MARCA	SUSA	18,38
25781	C/MARCA	SUTATAUSA	8,33
25785	C/MARCA	TABIO	6,66
25793	C/MARCA	TAUSA	12,82
25797	C/MARCA	TENA	14,15
25799	C/MARCA	TENJO	7,86
25805	C/MARCA	TIBACUY	18,24
25807	C/MARCA	TIBIRITA	13,58
25815	C/MARCA	TOCAIMA	20,62
25817	C/MARCA	TOCANCIPA	12,30
25823	C/MARCA	TOPAIPI	51,36
25839	C/MARCA	UBALA	9,79
25841	C/MARCA	UBAQUE	6,46
25843	C/MARCA	UBATE	8,40
25845	C/MARCA	UNE	2,04
25851	C/MARCA	UTICA	29,55
25506	C/MARCA	VENECIA	23,74
25862	C/MARCA	VERGARA	32,17
25867	C/MARCA	VIANI	17,34
25871	C/MARCA	VILLAGOMEZ	48,04
25873	C/MARCA	VILLAPINZON	3,80
25875	C/MARCA	VILLETA	31,64
25878	C/MARCA	VIOTA	24,19
25885	C/MARCA	YACOPI	57,96
25898	C/MARCA	ZIPACON	8,55
25899	C/MARCA	ZIPAQUIRA	15,19
94343	GUAINIA	BARRANCO MINAS	24,61
94886	GUAINIA	CACAHUAL	23,44
94001	GUAINIA	INIRIDA	22,97
94885	GUAINIA	LA GUADALUPE	23,23
94663	GUAINIA	MAPIRIPANA	24,51
94888	GUAINIA	MORICHAL NUEVO	28,24
94887	GUAINIA	PANA PANA	23,87
94884	GUAINIA	PUERTO COLOMBIA	22,29
94883	GUAINIA	SAN FELIPE	7,00
95015	GUAVIARE	CALAMAR	26,33
95025	GUAVIARE	EL RETORNO	34,57
95200	GUAVIARE	MIRAFLORES	25,58
95001	GUAVIARE	SN JOSE GUAVIARE	28,55
41006	HUILA	ACEVEDO	20,58
41013	HUILA	AGRADO	12,29
41016	HUILA	AIPE	25,41
41020	HUILA	ALGECIRAS	17,60
41026	HUILA	ALTAMIRA	17,97
41078	HUILA	BARAYA	15,69
41132	HUILA	CAMPOALEGRE	13,16
41206	HUILA	COLOMBIA	16,18

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
41244	HUILA	ELIAS	7,23
41298	HUILA	GARZON	10,52
41306	HUILA	GIGANTE	21,67
41319	HUILA	GUADALUPE	18,82
41349	HUILA	HOBO	21,36
41357	HUILA	IQUIRA	24,76
41359	HUILA	ISNOS	17,23
41378	HUILA	LA ARGENTINA	7,73
41396	HUILA	LA PLATA	20,40
41483	HUILA	NATAGA	10,86
41001	HUILA	NEIVA	15,29
41503	HUILA	OPORAPA	8,29
41518	HUILA	PAICOL	15,05
41524	HUILA	PALERMO	19,30
41530	HUILA	PALESTINA	17,73
41548	HUILA	PITAL	10,27
41551	HUILA	PITALITO	16,27
41615	HUILA	RIVERA	25,30
41660	HUILA	SALADOBLANCO	5,75
41668	HUILA	SAN AGUSTIN	17,87
41676	HUILA	SANTA MARIA	19,90
41770	HUILA	SUAZA	18,28
41791	HUILA	TARQUI	16,34
41799	HUILA	TELLO	15,78
41801	HUILA	TERUEL	26,08
41797	HUILA	TESALIA	15,20
41807	HUILA	TIMANA	8,13
41872	HUILA	VILLAVIEJA	16,48
41885	HUILA	YAGUARA	19,56
44035	GUAJIRA	ALBANIA	17,89
44078	GUAJIRA	BARRANCAS	16,95
44090	GUAJIRA	DIBULLA	35,41
44098	GUAJIRA	DISTRACCION	27,65
44110	GUAJIRA	EL MOLINO	33,64
44279	GUAJIRA	FONSECA	19,99
44378	GUAJIRA	HATO NUEVO	17,03
44420	GUAJIRA	LA JAGUA DEL PILAR	41,75
44430	GUAJIRA	MAICAO	22,47
44560	GUAJIRA	MANAURE	14,53
44001	GUAJIRA	RIOHACHA	22,93
44650	GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR	20,28
44847	GUAJIRA	URIBIA	8,41
44855	GUAJIRA	URUMITA	31,46
44874	GUAJIRA	VILLANUEVA	43,78
47030	MAGDALENA	ALGARROBO	31,15
47053	MAGDALENA	ARACATACA	35,57
47058	MAGDALENA	ARIGUANI	39,17
47161	MAGDALENA	CERRO SN ANTONIO	26,87
47170	MAGDALENA	CHIVOLO	39,70
47189	MAGDALENA	CIENAGA	26,37
47205	MAGDALENA	CONCORDIA	37,32
47245	MAGDALENA	EL BANCO	67,88
47258	MAGDALENA	EL PIÑON	32,78
47268	MAGDALENA	EL RETEN	36,17
47288	MAGDALENA	FUNDACION	36,64
47318	MAGDALENA	GUAMAL	33,99
47460	MAGDALENA	NUEVA GRANADA	47,26
47541	MAGDALENA	PEDRAZA	37,63
47545	MAGDALENA	PIJIÑO DEL CARMEN	41,81
47551	MAGDALENA	PIVIJAY	36,72
47555	MAGDALENA	PLATO	31,80

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
47570	MAGDALENA	PUEBLOVIEJO	20,36
47605	MAGDALENA	REMOLINO	30,46
47660	MAGDALENA	SABANAS DE SAN ANGEL	40,93
47675	MAGDALENA	SALAMINA	29,91
47692	MAGDALENA	SAN S BUENAVISTA	34,32
47703	MAGDALENA	SAN ZENON	49,93
47707	MAGDALENA	SANTA ANA	42,85
47720	MAGDALENA	STA BARBARA DE PINTO	36,18
47001	MAGDALENA	SANTA MARTA	13,51
47745	MAGDALENA	SITIONUEVO	21,92
47798	MAGDALENA	TENERIFE	32,52
47960	MAGDALENA	ZAPAYAN	40,81
47980	MAGDALENA	ZONA BANANERA	38,32
50006	META	ACACIAS	37,96
50110	META	BARRANCA DE UPIA	32,12
50124	META	CABUYARO	27,07
50150	META	CASTILLA L NUEVA	34,59
50223	META	CUBARRAL	34,21
50226	META	CUMARAL	52,76
50245	META	EL CALVARIO	16,02
50251	META	EL CASTILLO	33,75
50270	META	EL DORADO	34,39
50287	META	FUENTE DE ORO	32,11
50313	META	GRANADA	31,39
50318	META	GUAMAL	36,13
50350	META	LA MACARENA	28,28
50400	META	LEJANIAS	32,06
50325	META	MAPIRIPAN	27,24
50330	META	MESETAS	33,39
50450	META	PUERTO CONCORDIA	28,11
50568	META	PUERTO GAITAN	28,99
50577	META	PUERTO LLERAS	26,39
50573	META	PUERTO LOPEZ	28,27
50590	META	PUERTO RICO	27,98
50606	META	RESTREPO	52,46
50680	META	SN CARLOS GUAROA	28,33
50683	META	SN JUAN DE ARAMA	23,17
50686	META	SAN JUANITO	16,15
50689	META	SAN MARTIN	34,98
50370	META	LA URIBE	22,72
50001	META	VILLAVICENCIO	53,23
50711	META	VISTA HERMOSA	33,06
52019	NARIÑO	ALBAN	15,91
52022	NARIÑO	ALDANA	6,24
52036	NARIÑO	ANCUYA	4,60
52051	NARIÑO	ARBOLEDA	5,08
52079	NARIÑO	BARBACOAS	44,39
52083	NARIÑO	BELEN	13,57
52110	NARIÑO	BUESACO	2,53
52240	NARIÑO	CHACHAGUI	13,18
52203	NARIÑO	COLON	15,73
52207	NARIÑO	CONSACA	4,50
52210	NARIÑO	CONTADERO	-0,15
52215	NARIÑO	CORDOBA	-2,00
52224	NARIÑO	CUASPUD	8,57
52227	NARIÑO	CUMBAL	-2,21
52233	NARIÑO	CUMBITARA	4,36
52250	NARIÑO	EL CHARCO	21,32
52254	NARIÑO	EL PEÑOL	2,89
52256	NARIÑO	EL ROSARIO	3,01

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
52258	NARIÑO	EL TABLON	6,40
52260	NARIÑO	EL TAMBO	10,52
52520	NARIÑO	FRNCISCO PIZARRO	30,06
52287	NARIÑO	FUNES	0,42
52317	NARIÑO	GUACHUCAL	-3,01
52320	NARIÑO	GUAITARILLA	8,48
52323	NARIÑO	GUALMATAN	-1,28
52352	NARIÑO	ILES	-1,60
52354	NARIÑO	IMUES	-0,60
52356	NARIÑO	IPIALES	9,08
52378	NARIÑO	LA CRUZ	12,18
52381	NARIÑO	LA FLORIDA	5,14
52385	NARIÑO	LA LLANADA	9,41
52390	NARIÑO	LA TOLA	21,02
52399	NARIÑO	LA UNION	7,46
52405	NARIÑO	LEIVA	5,63
52411	NARIÑO	LINARES	10,29
52418	NARIÑO	LOS ANDES	2,61
52427	NARIÑO	MAGUI	41,78
52435	NARIÑO	MALLAMA	7,40
52473	NARIÑO	MOSQUERA	19,31
52480	NARIÑO	NARIÑO	7,58
52490	NARIÑO	OLAYA HERRERA	19,91
52506	NARIÑO	OSPINA	8,74
52001	NARIÑO	PASTO	0,16
52540	NARIÑO	POLICARPA	3,86
52560	NARIÑO	POTOSI	-1,54
52565	NARIÑO	PROVIDENCIA	0,80
52573	NARIÑO	PUERRES	-1,63
52585	NARIÑO	PUPIALES	6,49
52612	NARIÑO	RICAU RTE	30,55
52621	NARIÑO	ROBERTO PAYAN	28,26
52678	NARIÑO	SAMANIEGO	11,30
52685	NARIÑO	SAN BERNARDO	14,99
52687	NARIÑO	SAN LORENZO	5,96
52693	NARIÑO	SAN PABLO	6,75
52694	NARIÑO	SN PEDRO CARTAGO	15,32
52683	NARIÑO	SANDONA	4,22
52696	NARIÑO	SANTA BARBARA	36,59
52699	NARIÑO	SANTACRUZ	1,87
52720	NARIÑO	SAPUYES	8,21
52786	NARIÑO	TAMINANGO	7,77
52788	NARIÑO	TANGUA	0,31
52835	NARIÑO	TUMACO	10,55
52838	NARIÑO	TUQUERRES	5,67
52885	NARIÑO	YACUANQUER	-0,90
54003	N. STD	ABREGO	25,66
54051	N. STD	ARBOLEDAS	17,54
54099	N. STD	BOCHALEMA	10,34
54109	N. STD	BUCARASICA	25,75
54128	N. STD	CACHIRA	14,62
54125	N. STD	CACOTA	-2,95
54172	N. STD	CHINACOTA	9,64
54174	N. STD	CHITAGA	-0,98
54206	N. STD	CONVENCION	24,90
54001	N. STD	CUCUTA	19,01
54223	N. STD	CUCUTILLA	11,99
54239	N. STD	DURANIA	12,36
54245	N. STD	EL CARMEN	23,25
54250	N. STD	EL TARRA	48,31
54261	N. STD	EL ZULIA	17,96

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
54313	N. STD	GRAMALOTE	17,99
54344	N. STD	HACARI	18,64
54347	N. STD	HERRAN	3,26
54385	N. STD	LA ESPERANZA	31,23
54398	N. STD	LA PLAYA	17,81
54377	N. STD	LABATECA	2,28
54405	N. STD	LOS PATIOS	10,96
54418	N. STD	LOURDES	14,96
54480	N. STD	MUTISCUA	7,93
54498	N. STD	OCAÑA	20,23
54518	N. STD	PAMPLONA	7,02
54520	N. STD	PAMPLONITA	11,82
54553	N. STD	PUERTO SANTANDER	26,42
54599	N. STD	RAGONVALIA	4,71
54660	N. STD	SALAZAR	27,01
54670	N. STD	SAN CALIXTO	29,22
54673	N. STD	SAN CAYETANO	19,14
54680	N. STD	SANTIAGO	20,81
54720	N. STD	SARDINATA	28,98
54743	N. STD	SILOS	3,75
54800	N. STD	TEORAMA	28,15
54810	N. STD	TIBU	50,36
54820	N. STD	TOLEDO	2,02
54871	N. STD	VILLA CARO	10,47
54874	N. STD	VILLA DL ROSARIO	15,27
86219	PUTUMAYO	COLON	2,84
86001	PUTUMAYO	MOCOA	21,70
86320	PUTUMAYO	ORITO	23,41
86568	PUTUMAYO	PUERTO ASIS	24,19
86569	PUTUMAYO	PUERTO CAICEDO	23,97
86571	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	27,62
86573	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	14,76
86755	PUTUMAYO	SAN FRANCISCO	7,28
86757	PUTUMAYO	SAN MIGUEL	23,23
86760	PUTUMAYO	SANTIAGO	3,20
86749	PUTUMAYO	SIBUNDOY	2,77
86865	PUTUMAYO	VALLE GUAMUEZ	24,81
86885	PUTUMAYO	VILLAGARZON	35,96
63001	QUINDIO	ARMENIA	27,94
63111	QUINDIO	BUENAVISTA	20,04
63130	QUINDIO	CALARCA	19,92
63190	QUINDIO	CIRCASIA	27,64
63212	QUINDIO	CORDOBA	19,91
63272	QUINDIO	FILANDIA	27,02
63302	QUINDIO	GENOVA	29,52
63401	QUINDIO	LA TEBAIDA	28,05
63470	QUINDIO	MONTENEGRO	28,70
63548	QUINDIO	PIJAO	19,35
63594	QUINDIO	QUIMBAYA	34,51
63690	QUINDIO	SALENTO	29,14
66045	RISARALDA	APIA	28,93
66075	RISARALDA	BALBOA	38,97
66088	RISARALDA	BELEN DE UMBRIA	41,46
66170	RISARALDA	DOS QUEBRADAS	45,55
66318	RISARALDA	GUATICA	39,80
66383	RISARALDA	LA CELIA	39,32
66400	RISARALDA	LA VIRGINIA	41,61
66440	RISARALDA	MARSELLA	45,24
66456	RISARALDA	MISTRATO	30,81
66001	RISARALDA	PEREIRA	41,61
66572	RISARALDA	PUEBLO RICO	31,67

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
66594	RISARALDA	QUINCHIA	40,20
66682	RISARALDA	STA ROSA D CABAL	38,93
66687	RISARALDA	SANTUARIO	26,12
68013	SANTANDER	AGUADA	34,62
68020	SANTANDER	ALBANIA	54,12
68051	SANTANDER	ARATOCA	10,15
68077	SANTANDER	BARBOSA	44,86
68079	SANTANDER	BARICHARA	20,49
68081	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	48,91
68092	SANTANDER	BETULIA	15,80
68101	SANTANDER	BOLIVAR	43,46
68001	SANTANDER	BUCARAMANGA	12,18
68121	SANTANDER	CABRERA	32,05
68132	SANTANDER	CALIFORNIA	7,36
68147	SANTANDER	CAPITANEJO	15,56
68152	SANTANDER	CARCASI	7,51
68160	SANTANDER	CEPITA	9,51
68162	SANTANDER	CERRITO	10,01
68167	SANTANDER	CHARALA	65,47
68169	SANTANDER	CHARTA	7,52
68176	SANTANDER	CHIMA	58,67
68179	SANTANDER	CHIPATA	37,98
68190	SANTANDER	CIMITARRA	72,64
68207	SANTANDER	CONCEPCION	16,38
68209	SANTANDER	CONFINES	41,11
68211	SANTANDER	CONTRATACION	56,75
68217	SANTANDER	COROMORO	41,14
68229	SANTANDER	CURITI	23,75
68235	SANTANDER	EL CARMEN	45,65
68245	SANTANDER	EL GUACAMAYO	55,59
68250	SANTANDER	EL PEÑON	32,86
68255	SANTANDER	EL PLAYON	27,76
68264	SANTANDER	ENCINO	43,16
68266	SANTANDER	ENCISO	10,38
68271	SANTANDER	FLORIAN	46,47
68276	SANTANDER	FLORIDABLANCA	12,20
68296	SANTANDER	GALAN	18,75
68298	SANTANDER	GAMBITA	58,09
68307	SANTANDER	GIRON	12,88
68318	SANTANDER	GUACA	10,93
68320	SANTANDER	GUADALUPE	59,48
68322	SANTANDER	GUAPOTA	50,81
68324	SANTANDER	GUAVATA	56,64
68327	SANTANDER	GUEPSA	43,32
68344	SANTANDER	HATO	24,64
68368	SANTANDER	JESUS MARIA	44,83
68370	SANTANDER	JORDAN	13,80
68377	SANTANDER	LA BELLEZA	34,71
68397	SANTANDER	LA PAZ	36,07
68385	SANTANDER	LANDAZURI	67,69
68406	SANTANDER	LEBRIJA	11,73
68418	SANTANDER	LOS SANTOS	7,98
68425	SANTANDER	MACARAVITA	16,72
68432	SANTANDER	MALAGA	10,30
68444	SANTANDER	MATANZA	14,74
68464	SANTANDER	MOGOTES	52,21
68468	SANTANDER	MOLAGAVITA	11,23
68498	SANTANDER	OCAMONTE	52,72
68500	SANTANDER	OIBA	50,66
68502	SANTANDER	ONZAGA	19,85
68522	SANTANDER	PALMAR	34,88

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
68524	SANTANDER	PALMAS D SOCORRO	49,51
68533	SANTANDER	PARAMO	23,72
68547	SANTANDER	PIEDRECUESTA	12,88
68549	SANTANDER	PINCHOTE	23,95
68572	SANTANDER	PUENTE NACIONAL	44,70
68573	SANTANDER	PUERTO PARRA	56,64
68575	SANTANDER	PUERTO WILCHES	59,25
68615	SANTANDER	RIONEGRO	18,20
68655	SANTANDER	SABANA DE TORRES	48,18
68669	SANTANDER	SAN ANDRES	13,15
68673	SANTANDER	SAN BENITO	36,00
68679	SANTANDER	SAN GIL	26,63
68682	SANTANDER	SAN JOAQUIN	22,35
68684	SANTANDER	SN JSE D MIRANDA	8,75
68686	SANTANDER	SAN MIGUEL	18,20
68689	SANTANDER	SN VTE D CHUCURI	26,94
68705	SANTANDER	SANTA BARBARA	11,63
68720	SANTANDER	STA HELENA OPON	51,94
68745	SANTANDER	SIMACOTA	42,32
68755	SANTANDER	SOCORRO	34,90
68770	SANTANDER	SUAITA	43,90
68773	SANTANDER	SUCRE	48,32
68780	SANTANDER	SURATA	8,48
68820	SANTANDER	TONA	14,07
68855	SANTANDER	VALLE DE SN JOSE	30,50
68861	SANTANDER	VELEZ	34,32
68867	SANTANDER	VETAS	-4,43
68872	SANTANDER	VILLANUEVA	11,35
68895	SANTANDER	ZAPATOCA	19,07
11001	BOGOTA D.C.	BOGOTA	11,96
70110	SUCRE	BUENAVISTA	41,77
70124	SUCRE	CAIMITO	47,34
70230	SUCRE	CHALAN	47,14
70204	SUCRE	COLOSO	45,14
70215	SUCRE	COROZAL	47,42
70221	SUCRE	COVEÑAS	41,26
70233	SUCRE	EL ROBLE	33,38
70235	SUCRE	GALERAS	26,57
70265	SUCRE	GUARANDA	84,30
70400	SUCRE	LA UNION	40,56
70418	SUCRE	LOS PALMITOS	41,27
70429	SUCRE	MAJAGUAL	66,00
70473	SUCRE	MORROA	47,43
70508	SUCRE	OVEJAS	38,33
70523	SUCRE	PALMITO	40,82
70670	SUCRE	SAMPUES	41,98
70678	SUCRE	SAN BENITO ABAD	43,62
70702	SUCRE	SAN JUAN BETULIA	45,76
70708	SUCRE	SAN MARCOS	49,74
70713	SUCRE	SAN ONOFRE	42,82
70717	SUCRE	SAN PEDRO	36,29
70742	SUCRE	SINCE	47,00
70001	SUCRE	SINCELEJO	46,48
70771	SUCRE	SUCRE	55,78
70820	SUCRE	TOLU	38,57
70823	SUCRE	TOLUVIEJO	30,28
73024	TOLIMA	ALPUJARRA	15,47
73026	TOLIMA	ALVARADO	27,02
73030	TOLIMA	AMBALEMA	30,81
73043	TOLIMA	ANZOATEGUI	21,16

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
73055	TOLIMA	ARMERO	34,86
73067	TOLIMA	ATACO	30,35
73124	TOLIMA	CAJAMARCA	21,62
73148	TOLIMA	CARMEN DE APICALA	27,87
73152	TOLIMA	CASABIANCA	35,12
73168	TOLIMA	CHAPARRAL	28,26
73200	TOLIMA	COELLO	31,54
73217	TOLIMA	COYAIMA	26,61
73226	TOLIMA	CUNDAY	29,72
73236	TOLIMA	DOLORES	19,62
73268	TOLIMA	ESPINAL	24,82
73270	TOLIMA	FALAN	42,78
73275	TOLIMA	FLANDES	31,44
73283	TOLIMA	FRESNO	49,73
73319	TOLIMA	GUAMO	23,23
73347	TOLIMA	HERVEO	34,24
73349	TOLIMA	HONDA	33,84
73001	TOLIMA	IBAGUE	32,76
73352	TOLIMA	ICONONZO	26,49
73408	TOLIMA	LERIDA	29,14
73411	TOLIMA	LIBANO	39,17
73443	TOLIMA	MARIQUITA	50,72
73449	TOLIMA	MELGAR	23,94
73461	TOLIMA	MURILLO	13,52
73483	TOLIMA	NATAGAIMA	36,35
73504	TOLIMA	ORTEGA	26,72
73520	TOLIMA	PALOCABILDO	35,99
73547	TOLIMA	PIEDRAS	20,72
73555	TOLIMA	PLANADAS	30,51
73563	TOLIMA	PRADO	39,68
73585	TOLIMA	PURIFICACION	37,29
73616	TOLIMA	RIOBLANCO	27,04
73622	TOLIMA	RONCESVALLES	3,43
73624	TOLIMA	ROVIRA	31,74
73671	TOLIMA	SALDAÑA	26,38
73675	TOLIMA	SAN ANTONIO	27,09
73678	TOLIMA	SAN LUIS	26,44
73686	TOLIMA	SANTA ISABEL	22,42
73770	TOLIMA	SUAREZ	26,77
73854	TOLIMA	VALLE DE SN JUAN	25,76
73861	TOLIMA	VENADILLO	29,87
73870	TOLIMA	VILLAHERMOSA	32,63
73873	TOLIMA	VILLARRICA	32,71
76020	VALLE	ALCALA	29,07
76036	VALLE	ANDALUCIA	21,48
76041	VALLE	ANSERMANUEVO	26,97
76054	VALLE	ARGELIA	16,97
76100	VALLE	BOLIVAR	17,91
76109	VALLE	BUENAVENTURA	62,37
76111	VALLE	BUGA	24,68
76113	VALLE	BUGALAGRANDE	27,43
76122	VALLE	CAICEDONIA	23,65
76001	VALLE	CALI	18,12
76126	VALLE	CALIMA	16,51
76130	VALLE	CANDELARIA	18,41
76147	VALLE	CARTAGO	26,87
76233	VALLE	DAGUA	13,25
76243	VALLE	EL AGUILA	30,10
76246	VALLE	EL CAIRO	13,96
76248	VALLE	EL CERRITO	22,95
76250	VALLE	EL DOVIO	17,64

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
76275	VALLE	FLORIDA	18,48
76306	VALLE	GINEBRA	22,69
76318	VALLE	GUACARI	17,05
76364	VALLE	JAMUNDI	23,60
76377	VALLE	LA CUMBRE	14,70
76400	VALLE	LA UNION	17,83
76403	VALLE	LA VICTORIA	19,78
76497	VALLE	OBANDO	24,57
76520	VALLE	PALMIRA	18,08
76563	VALLE	PRADERA	18,29
76606	VALLE	RESTREPO	23,40
76616	VALLE	RIOFRIO	27,62
76622	VALLE	ROLDANILLO	17,73
76670	VALLE	SAN PEDRO	22,40
76736	VALLE	SEVILLA	31,60
76823	VALLE	TORO	27,36
76828	VALLE	TRUJILLO	30,86
76834	VALLE	TULUA	21,38
76845	VALLE	ULLOA	34,27
76863	VALLE	VERSALLES	14,27
76869	VALLE	VIJES	15,87

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IRF
76890	VALLE	YOTOCO	16,00
76892	VALLE	YUMBO	16,22
76895	VALLE	ZARZAL	27,35
97161	VAUPES	CARURU	26,64
97001	VAUPES	MITU	25,36
97511	VAUPES	PACOA	24,98
97777	VAUPES	PAPUNAUUA	26,59
97666	VAUPES	TARAIRA	22,49
97889	VAUPES	YAVARATE	25,69
99773	VICHADA	CUMARIBO	27,88
99524	VICHADA	LA PRIMAVERA	25,65
99001	VICHADA	PUERTO CARREÑO	19,23
99624	VICHADA	SANTA ROSALIA	23,00