



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 177 DE 2016

(03 NOV. 2016)

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión 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 y 1260 de 2013

CONSIDERANDO QUE:

Mediante la Resolución CREG 042 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 efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas para el establecimiento de los cargos por uso que remunerarán la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional durante el siguiente periodo tarifario. Lo anterior en cumplimiento de lo previsto en los numerales 11.1 y 11.2 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004. La 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 metodologías de remuneración de la actividad de transmisión de energía y unidades constructivas, fueron publicados mediante las Circulares CREG 034 y 038 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 transmisión de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019 se hicieron públicos con la expedición de la Resolución CREG 078 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 178 de 2014, en la

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

cual se propone la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión 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 y en la Circular CREG 052 de 2015 sobre AOM.

El presente proyecto de resolución ha sido sometido a consulta en dos ocasiones, a saber:

La primera a través de la Resolución CREG 178 de 2014, la cual fue publicada tanto en el *Diario Oficial* como en la página web de la CREG el 19 de febrero de 2015, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 20 de mayo de ese mismo año.

La segunda, a través de la Resolución CREG 023 de 2016 la cual fue publicada tanto en el diario oficial el 8 de abril de 2016 y en la página web de la CREG el 7 de abril de 2016, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 29 de abril de ese mismo año.

No obstante, habiéndose dado cumplimiento por parte de esta Comisión a lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, 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 nuevamente para consulta la resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional" la cual incorpora los resultados del análisis de los comentarios recibidos sobre la propuesta publicada mediante la Resolución CREG 023 de 2016.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 741 del 3 de noviembre de 2016, acordó expedir esta resolución.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Objeto. Hágase público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional".

Artículo 2. Presentación de comentarios, observaciones y sugerencias. Se invita a los usuarios, a los agentes, a las autoridades locales, municipales y departamentales, a las entidades y a los demás interesados para que, dentro de los diez (10) días siguientes a la publicación de la presente resolución, remitan sus observaciones o sugerencias sobre las propuestas contenidas en el proyecto de resolución adjunto.

Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse al director ejecutivo de la Comisión, a la dirección: calle 116 No. 7-15, interior 2 oficina 901 en Bogotá D.C. o al correo electrónico creg@creg.gov.co.

03 NOV. 2016

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

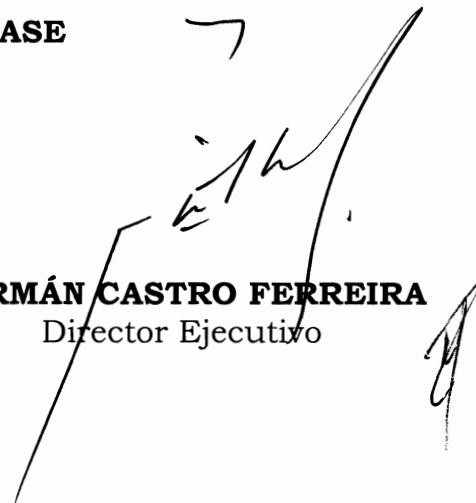
Artículo 3. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá, D. C.

03 NOV. 2016


RUTTY PAOLA ORTIZ JARA
Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013

CONSIDERANDO QUE:

Las características que tienen los servicios públicos, de acuerdo con lo establecido en la Constitución Nacional se enmarcan dentro de una connotación eminentemente social, ya que lo que busca es el bienestar y mejoramiento de la calidad de vida de las personas, y por ello deben ser prestados en forma eficiente; constituyen un asunto de Estado, al estar ubicados dentro de la órbita de lo público, por lo que se deben prestar a todos los habitantes; el régimen tarifario debe estar basado en los criterios de costos, solidaridad y redistribución del ingreso; el Estado frente a ellos es soberano y busca el interés social, tanto es así que si un particular los está prestando, puede reversarse ese hecho previa indemnización a quienes queden privados del ejercicio de esta actividad: su prestación es descentralizada y la prestación que se haga de los mismos a los estratos pobres, involucra a la Nación y sus recursos junto con los de las entidades territoriales a través de subsidios.

La misma Constitución Nacional establece que los servicios públicos, son inherentes a la finalidad social del Estado y determina su prestación eficiente a todos los habitantes del país, según un régimen legal especial para regulación, control y vigilancia de su prestación eficiente por parte del Estado o de particulares.

Igualmente señaló con respecto a los servicios públicos domiciliarios, que la ley determinará su cobertura, atributos de calidad, financiación, y sus regímenes tarifarios especiales los cuales reflejan los costos eficientes y criterios de solidaridad y redistribución de ingresos, mediante entidades competentes.

El artículo 334 de la Constitución Nacional, dispone que la dirección general de la economía estará a cargo del Estado, quien es el llamado a intervenir por mandato legal en diferentes áreas de la economía dentro de los servicios públicos.

El artículo 333 de la Constitución garantiza el libre ejercicio de la actividad económica y de la iniciativa privada dentro de los límites del bien común, asegurando la libre competencia económica como derecho de todos que supone responsabilidades.

El Estado, por mandato constitucional tiene la obligación de impedir que se restrinja u obstruya la libertad económica y evita o controla cualquier abuso que

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional, correspondiéndole a la ley delimitar el alcance de dicha libertad económica cuando lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación.

Respecto a las competencias regulatorias sobre la prestación de los servicios públicos domiciliarios al Presidente de la República se las otorgó en relación con las políticas generales de administración y control de eficiencia de la prestación de los mismos, en todo caso estando siempre sujeto a las disposiciones legales expedidas sobre esta materia.

Por su parte y en desarrollo de lo anterior, se expidió la Ley 142 de 1994, mediante la cual el Congreso Nacional estableció el régimen especial referente a la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Dentro de ley en mención, debemos tener en cuenta lo dispuesto por el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, en donde se establece lo siguiente:

Artículo 126.- Vigencia de las fórmulas de tarifas. Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

Por otra parte, la regulación que establezcan las comisiones sobre políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, conlleva la facultad para dictar normas administrativas de carácter general o particular, destinadas a personas que prestan servicios públicos domiciliarios para lograr su prestación eficiente.

Así mismo, se expidió la Ley 143 de 1994, la cual establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, que en lo sucesivo se denominarán actividades del sector, en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía.

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

Según lo previsto en la Ley 143 de 1994, artículo 6, la actividad de transmisión de energía eléctrica se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

El artículo 23, literal n), de la Ley 143 de 1994 establece que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene dentro de sus funciones generales la de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

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

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

En virtud del principio de eficiencia económica definido por los mismos artículos, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía.

En particular, el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece que se deben tener en cuenta “los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo”.

De acuerdo con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, “toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa”.

Según lo dispuesto en el artículo 92 de la Ley 142 de 1994, las comisiones pueden corregir en las fórmulas, “los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos”.

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

De conformidad con lo previsto en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994, bajo el régimen tarifario de libertad regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar “los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos”.

De acuerdo con la Ley 142 de 1994, artículo 18, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos.

Según lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, las decisiones de inversión en transmisión 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.

El numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011, establece que “las Entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios y que en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figure este valor. Las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos necesarios para garantizar la reposición y mantenimiento de estos bienes. Lo dispuesto en el presente artículo no es aplicable cuando se realice enajenación o capitalización respecto de dichos bienes o derechos”.

Según lo establecido en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 67 de la Ley 1151 de 2007, “compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución” y de acuerdo con esta misma norma “los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional”.

La Resolución CREG 008 de 2003 estableció las reglas para la liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del sistema interconectado nacional asignadas al liquidador y administrador de cuentas, la cual fue modificada por la Resolución CREG 157 de 2011.

Mediante la Resolución CREG 011 de 2009 la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional, la cual se encuentra vigente.

Para la expedición de la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica para el siguiente periodo tarifario, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Mediante la Resolución CREG 042 de 2013, la cual se publicó en la página web de la CREG, el 10 de mayo 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 se efectuaría el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas para el establecimiento de los cargos por uso que remunerarán la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional durante

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

el siguiente periodo tarifario. Lo anterior para dar cumplimiento a lo previsto en los numerales 11.1 y 11.2 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Respecto de lo expuesto con la Resolución CREG 042 de 2013 se recibieron comentarios de las siguientes empresas: Andesco E-2013-005835, EEB E 2013-005822, Isagen E-2013-005767, Transelca E-2013-005866, CAPT E-2013-005879, CNO E-2013-005877, Epsa E-2013-005811, EPM, E-2013-005950, ISA E-2013-005909.

Posteriormente, en la Resolución CREG 078 de 2014 se hicieron públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019.

Sobre el contenido de la Resolución CREG 078 de 2014 se recibieron comentarios por parte de: Isagen E-2014-006673, EPSA E-2014-006683, EEB E-2014-006687, Andesco E-2014-006693, EPM E-2014-006694, ISA E-2014-006726, Distasa E-2014-006917, Transelca E-2014-007034, XM E-2014-007038.

En cumplimiento de lo previsto en el numeral 11.3 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, compilado por el Decreto 1078 de 2015 y mediante las circulares CREG 034, 036, 038 y 063 del año 2014 se publicaron los estudios realizados por la Comisión sobre metodología de remuneración, unidades constructivas, calidad del servicio y energía reactiva, algunos de los cuales fueron presentados en un taller el 9 de septiembre de 2014.

Mediante la Resolución CREG 178 de 2014 se publicó para comentarios una propuesta para establecer la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional.

A la propuesta se recibieron comentarios con los siguientes radicados: Groupe Seb Colombia, E-2015-005346; Productos Familia, E-2015-005348 y E-2013-005361; Ingredion Colombia, E-2015-005355; Diaco, E-2015-005356; Linde Colombia, E-2015-005358; Empresa de Energía de Bogotá, E-2015-005359; Papeles y Cartones, E-2015-005362; Cristaleria Peldar, E-2015-005363; Crystal, E-2015-005364; Organización Carvajal, E-2015-005366; Productora de Cables Procables, E-2015-005368; Andesco, E-2015-005373 y E-2016-000195; C.I. Sociedad Industrial De Grasas Vegetales, E-2015-005376; Postobón, E-2015-005378; Asoenergia, E-2015-005379; Corona Industrial, E-2015-005381; Alfagres, E-2015-005382; Cerro Matoso, E-2015-005383; Gyptec, E-2015-005384; Colsubsidio, E-2015-005386; Empresas Publicas de Medellin, E-2015-005391; Carvajal Pulpa y Papel, E-2015-005392; Interconexión Eléctrica, E-2015-005394, E-2015-005396, E-2015-005397 y E-2015-005864; Consejo Nacional de Operación, E-2015-005395; Isagen, E-2015-005400; Emma y Cia, E-2015-005402; XM Compañía de Expertos en Mercados, E-2015-005233, E-2015-005421, E-2015-006453 y E-2015-011908; Seatech International, E-2015-005435; Aluminio Nacional Alumina, E-2015-005483; Goodyear de Colombia, E-2015-005604 y Cementos Tequendama, E-2015-005915.

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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Los agentes solicitaron publicar para comentarios una nueva propuesta con la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, la cual fue puesta en consulta mediante la Resolución CREG 023 de 2016. A esta propuesta se recibieron los siguientes comentarios con los números de radicados CREG que los identifican: XM, E-2016-005052; ISA, E-2016-005128, E-2016-005662 y E-2016-006656; Isagen, E-2016-005183; Asoenergía, E-2016-005368, E-2016-005688 y E-2016-005692; SSPD, E-2016-005645; CNO, E-2016-005666; EPM, E-2016-005673; EEB, E-2016-005676; Andesco, E-2016-005687 y E-2016-005742; Transelca, E-2016-005689; Seatech International, E-2016-005693; Celsia, E-2016-005695; South32 Energy, E-2016-005696; Codensa, E-2016-005697; Cristaleria Peldar, E-2016-005724; Carvajal Pulpa y Papel, E-2016-005726; Crystal, E-2016-005735; Postobon, E-2016-005740; EBSA, E-2016-005752; Iberplast, E-2016-005755; Carvajal Tecnología y Servicios, E-2016-005936; y Codensa, E-2016-006447.

Los comentarios recibidos en la CREG a las bases regulatorias, a los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de transmisión, a los estudios publicados y a la Resolución CREG 023 de 2016 fueron considerados para la expedición de la presente resolución.

Mediante la Resolución CREG 095 de 2015 se definió la metodología general para el cálculo de la tasa de descuento a utilizar en la actividad de transmisión de energía eléctrica.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Objeto. Mediante esta resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, SIN.

Artículo 2. Ámbito de Aplicación. Esta resolución aplica a todos los agentes económicos que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica en el SIN 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 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Activo de conexión al STN: es el que se requiere para que un generador o un usuario no regulado, UNR, se conecte físicamente al STN. Un activo de conexión al STN se remunerará a través de contratos entre el propietario y el usuario respectivo del activo de conexión.

Activo de uso del STN: es aquel activo de transporte de electricidad que opera a tensiones iguales o superiores a 220 kV, es remunerado mediante cargos por uso del STN y puede estar constituido por una o varias UC.

Las bahías de transformador con tensión mayor o igual a 220 kV que utiliza un OR para conectarse a subestaciones del STN, con configuración de anillo o de

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

interruptor y medio, se remunerarán a través de cargos por uso de la actividad de transmisión. Los demás activos que usa un OR para conectarse al STN se remunerarán a través de cargos por uso de la actividad de distribución.

Activo en operación: es aquel activo eléctrico que forma parte de un sistema utilizado de forma permanente en la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Activo no eléctrico: es aquel activo que no hace parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los transmisores nacionales, TN, pero que es requerido para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc.) equipos de cómputo y equipos de comunicaciones.

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.

Administrador del sistema de intercambios comerciales, ASIC: dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las subastas de obligaciones de energía firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del sistema de intercambios comerciales, SIC.

AOM: valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

Bahía: conjunto conformado por los equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o equipo de compensación, o un transformador, o un autotransformador al barraje de una subestación, y los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otro.

Base regulatoria de activos, BRA: corresponde al valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del TN; está compuesta por activos eléctricos, activos no eléctricos y terrenos.

Capacidad disponible del activo: es el porcentaje de la capacidad que se encuentra en servicio de un activo, con respecto a la capacidad que este puede suministrar en condiciones normales de operación.

Capacidad nominal de activos de uso del STN: para los activos de uso del STN la capacidad nominal será igual a la capacidad que se encuentre declarada ante el CND al momento de entrar en vigencia la presente resolución. Para activos de uso del STN que con posterioridad a esta fecha resulten de ampliaciones o de procesos de libre concurrencia, esta capacidad deberá ser declarada por el

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

transmisor al CND con anterioridad a la entrada en operación comercial de los mismos y deberá ser mayor o igual a la establecida por la UPME.

Cargo por uso monomio: cargo monomio por unidad de energía, expresado en \$/kWh.

Cargo por uso monomio horario: cargo por uso, por unidad de energía, expresado en \$/kWh y diferenciado para cada uno de los períodos de carga.

Centro de supervisión y maniobra: centro a través del cual se supervisa la operación y las maniobras en las redes y subestaciones de propiedad del transmisor nacional, con sujeción a las instrucciones impartidas por el CND y teniendo como objetivo una operación segura y confiable del SIN, con sujeción a la reglamentación vigente y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación, CNO.

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, SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del CNO.

Compensación: es el valor en el que se reduce el ingreso regulado de cada TN por variaciones que excedan o superen los límites establecidos para las características de calidad a las que está asociado dicho ingreso.

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

Conexión profunda: activos de uso del STN cuya construcción se requiere para responder positivamente a una solicitud de conexión de un generador o de un usuario no regulado.

Conexión y acceso a redes: es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del sistema de transmisión nacional, de un sistema de transmisión regional o un sistema de distribución local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

Consignación: es el procedimiento mediante el cual un transmisor solicita, y el CND estudia y autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella.

Consignación de emergencia: es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización de un mantenimiento y/o 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.

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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

agente lo declara disponible y el CND no instruye su conexión por condiciones de topología, seguridad, confiabilidad o calidad del SIN.

Elementos técnicos: son los equipos o materiales que conforman las unidades constructivas.

Energía no suministrada: estimación de la cantidad de energía que no puede 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.

Fecha de corte: es el 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al de la fecha de presentación de la solicitud de aprobación de la base de activos y del ingreso.

Grupo de activos: grupo conformado por activos cuyas funcionalidades se encuentran interrelacionadas entre sí.

Indisponibilidad: se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un activo de uso del STN no estuvo en servicio total o parcialmente. Un activo indisponible 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 sistema interconectado nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

Mantenimiento mayor: mantenimiento de activos de uso 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 sistema de transmisión regional o de distribución local, 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.

Mes, mes calendario o mes completo: para los efectos de esta resolución, se entiende por mes, mes calendario o mes completo cada uno de los doce meses del año, con su totalidad de días. La remuneración de la actividad de transmisión se liquidará por mes completo y no por fracción de mes.

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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

SDL para que un OR pueda solicitar a la CREG aprobación de costos corresponde a las redes que atiendan la totalidad de los usuarios de un municipio.

Pérdidas eficientes de energía: corresponden a la energía que se pierde en el STN a causa del transporte y la transformación de la energía eléctrica.

Período de carga máxima: corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.

Período de carga media: corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.

Período de carga mínima: corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

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

Sistema de transmisión nacional, STN: es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Sistema de transmisión regional, STR: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más operadores de red.

Sistema interconectado nacional, SIN: es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

Tasa de descuento: tasa establecida para la actividad de transmisión de energía eléctrica.

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 TN o de las expansiones del STN que se ejecuten a través de los procesos de selección que realiza la UPME.

Transmisión de energía eléctrica: es la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión del sistema de transmisión nacional.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Transmisor nacional, TN: persona jurídica que realiza la actividad de transmisión de energía eléctrica en el STN o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. El TN siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios.

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

Unidad constructiva, UC: conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada 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 del STN.

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. También lo es el usuario que 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 atienda 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 a un STR o a un SDL.

Usuario del STN: es el usuario no regulado, UNR, el OR, generador, cogenerador o autogenerador conectado al STN.

Usuario no regulado, UNR: es el usuario final que cumple con las condiciones para acordar libremente sus precios de compra de energía eléctrica, establecidas en las resoluciones CREG 131 de 1998 y 183 de 2009 o aquella que las modifiquen o sustituyan.

Usuario: persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta resolución se denominará usuario final.

Artículo 4. Criterios generales. La metodología que se aplicará para el cálculo de los ingresos de los TN y del cargo por uso del STN tendrá en cuenta los siguientes criterios generales:

- a. Los ingresos dependen de la ejecución de los planes de inversión del TN, representados principalmente en reposición de activos.
- b. La base regulatoria de activos del TN se determinará a partir del costo de reposición de los activos que hacen parte de la base de activos aprobada y la

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

asimilación de los nuevos activos mediante las UC que se definen en el capítulo 7 del anexo o mediante UC especiales. En caso de utilizar UC especiales los TN deberán suministrar la información correspondiente dentro de la respectiva actuación administrativa.

- c. 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 están incluidos en la base de activos reconocida. Es responsabilidad del TN reportar esta información dentro de la solicitud de ingresos
- d. El cargo por uso resultante de aplicar la metodología contenida en esta resolución remunerará el uso de la infraestructura y los gastos de AOM asociados al sistema de transmisión nacional. Estos cargos por uso no incluyen los costos de conexión de un usuario al respectivo sistema.
- e. Los costos anuales del STN se determinarán a partir de los activos de uso que pertenecen a este sistema, incluyendo algunos que sirven de conexión del STR y comparten la operación con el STN, los que operan a otros niveles de tensión pero se usan de manera exclusiva para atender necesidades del STN, los que interconectan el SIN con otros países y los demás que la regulación establezca que deben ser remunerados en la actividad de transmisión.
- f. En virtud del principio de integralidad de la tarifa establecido en la Ley, el ingreso del TN y el cargo del STN variarán según los índices de calidad del servicio prestado.
- g. Para compartir las mejoras de productividad de la red con los usuarios, el cargo por uso se disminuirá teniendo en cuenta los ingresos recibidos por el TN por la prestación de servicios distintos al de transmisión de electricidad.
- h. Un TN será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que representa, 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, modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011. Es obligación de los TN reportar estos activos que no deben incluirse en la tarifa.
- i. El cargo por uso del STN será facturado por el LAC a los comercializadores, con base en su demanda y distribuido entre los TN que representan activos en ese sistema, así hayan sido activos ejecutados directamente por los TN o como resultado de un proceso de selección.
- j. El comercializador cobrará el cargo por uso del STN a los usuarios que atiende.
- k. La elaboración del plan de inversiones y la identificación, priorización y ejecución de las inversiones que lo conforman es de entera responsabilidad del TN.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

1. Los activos de uso del STN 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 completado en los términos de la presente resolución. La remuneración adicional podrá darse hasta por un periodo tarifario, siempre y cuando la operación de estos activos no afecten la seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio. Se exceptúan los activos de comunicaciones y control, así como los activos correspondientes a centros de control.

Artículo 5. Metodología de remuneración. La actividad de transmisión de energía eléctrica en el STN se remunerará con la metodología de ingreso máximo, conforme a lo establecido en esta resolución. Los activos de uso del STN existentes a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución que no hayan sido construidos por inversionistas seleccionados a través de los procesos de libre concurrencia regulados por la CREG, y los activos correspondientes a las ampliaciones que se construyan en cumplimiento de lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se remunerarán de acuerdo con lo establecido en la presente resolución.

Parágrafo. La CREG incluirá los ajustes o modificaciones a la metodología de remuneración establecida en esta resolución que por la entrada en vigencia de un nuevo esquema de intercambios internacionales de energía eléctrica se requieran para que la formación de precios sea en condiciones de eficiencia frente a la demanda nacional.

Artículo 6. Base de activos e ingreso anual. La CREG aprobará mediante resolución particular la base de activos a remunerar a cada uno de los TN. El ingreso correspondiente a estos activos se calculará de acuerdo con lo establecido en el capítulo 2 del anexo.

La CREG podrá modificar la base de activos de un TN, y a su vez el ingreso aprobado, cuando la autoridad competente determine que alguno de sus activos limita la operación adecuada del sistema o incumple con la regulación. También se podrán hacer modificaciones cuando el TN incluya en su plan de inversiones los nuevos proyectos en el STN identificados por la UPME para ser ejecutados como ampliaciones, de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 022 de 2001 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Una vez se haya finalizado el periodo de pagos de los activos que se hayan ejecutado mediante procesos de selección y cuando se cumplan las condiciones establecidas en la regulación el TN deberá solicitar a la CREG la inclusión de estos activos en su base de activos reconocida. También deberá incluir los activos que deban ser remunerados mediante cargos por uso de la actividad de transmisión, de acuerdo con la regulación vigente.

Parágrafo 1. El valor a remunerar a cada TN por conceptos de servidumbre de nuevas líneas y de costos relacionados con permisos y licencias ambientales será el valor anual que éste demuestre con la información entregada al momento del reporte del inventario de sus activos.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Parágrafo 2. Para la remuneración de los terrenos que hacen parte de nuevas unidades constructivas de subestaciones se tendrá en cuenta el valor catastral del metro cuadrado (m^2) del terreno donde está ubicada cada subestación.

Artículo 7. Remuneración de nuevos activos de uso que sustituyan otros. Para la remuneración de un nuevo activo de uso que sustituya a otro que se estaba remunerando con una unidad constructiva diferente, se debe cumplir lo siguiente:

- a. Que el TN que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica la ampliación o su sustitución.
- b. Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normativa vigente, recomiende la ampliación o sustitución de dicho activo en el plan de expansión que se adopte.
- c. Que el TN incluya este activo dentro de su plan de inversiones que reporte a la CREG.

Parágrafo: La reposición de los activos es responsabilidad de los TN que los representan. Con este propósito, además de la entrega a la CREG del plan de inversiones en reposición, el TN deberá presentar a la UPME, dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos, que cubra un periodo de cinco años. En ningún caso el incumplimiento de las normas técnicas establecidas por la autoridad competente o las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una unidad constructiva podrán limitar la operación adecuada del sistema y le corresponderá al TN ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la unidad constructiva, si fuere el caso.

Artículo 8. Representación ante el LAC. Cada activo de uso deberá estar representado ante el LAC por un TN. En el caso de que exista multipropiedad del activo entre varios TN, éstos podrán optar por encargar a uno de ellos la operación y representación del activo ante el LAC o informar los porcentajes de participación en dicho activo, los cuales también se aplicarán al ingreso correspondiente al activo.

En todo caso, el responsable de la operación del activo, así no la efectúe directamente, será el TN que representa el activo ante el LAC.

La modificación de la representación de los activos ante el LAC, parcial o total, debe ser solicitada a la CREG para su aprobación.

Parágrafo 1. Un TN que represente un activo de uso mantendrá esta condición hasta que haya sido aprobada la resolución de la CREG donde se modifique tal representación.

Parágrafo 2. Si en el STN hay activos que están siendo utilizados en la prestación del servicio de transmisión y no están representados ante el LAC, deberán ser reportados a la CREG por el CND dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de esta resolución. Con esta información la CREG definirá en resolución particular el valor de la remuneración para que se incluya dentro de los cargos



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

por uso y se recauden los respectivos ingresos que posteriormente serán entregados a quien asuma su representación, considerando lo establecido en el numeral 1.3 del anexo.

Artículo 9. 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 como resultado de la aplicación de la metodología definida en esta resolución, 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 $BRAE_{j,0}$ aprobada en la resolución de ingresos de cada TN y su valor se determinará según lo establecido en el numeral 2.2.1.1 del anexo.

El TN deberá suministrar la información necesaria para determinar este valor dentro de los tres (3) meses siguientes a la aprobación de los ingresos con base en esta metodología.

Artículo 10. Gastos de administración, operación y mantenimiento. El reconocimiento de AOM se hará de acuerdo con lo establecido en el capítulo 3 del anexo, con base en la información que reporte cada TN.

Artículo 11. Cargo por uso del STN. El cargo por uso del STN será calculado por el LAC de acuerdo con lo establecido en el capítulo 1 del anexo.

La publicación del cargo estimado para que los comercializadores lo utilicen en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio, la facturación de la actividad de transmisión y el recaudo los hará el LAC de acuerdo con la regulación vigente.

Artículo 12. Procedimiento en caso de una conexión profunda. De acuerdo con el procedimiento para la asignación de puntos de conexión de generadores al STN, establecido en la Resolución CREG 106 de 2006 o la que la modifique, adicione o sustituya, y del establecido por la UPME para asignar puntos de conexión a un UNR, cuando sea necesario ejecutar proyectos de expansión de activos remunerados a través de cargos por uso del STN y la UPME encuentre que, según los criterios establecidos en la normativa vigente, los beneficios del proyecto de expansión son inferiores a los costos, podrá recomendar la ejecución del proyecto asociado con los activos de uso del STN. Dando cumplimiento a la regulación vigente, el proyecto se ejecutará como ampliación o mediante proceso de selección.

En estos casos, el agente solicitante debe asumir el porcentaje del costo del proyecto que permite que la relación beneficio/costo sea igual a uno (1) y cumplir con los requisitos de garantías y demás que se establezcan en la regulación.

Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN. El CND será el responsable de mantener la calidad del suministro de electricidad en términos de la frecuencia a nivel del SIN y de la tensión a nivel del STN, conservando estas variables dentro de los límites definidos en el código de redes adoptado mediante la Resolución CREG 025 de 1995, y aquellas que la adicionen, modifiquen, adicionen o sustituyan.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Los TN y los usuarios del STN serán los responsables de mantener la calidad de la forma de onda y el balance de las tensiones de fase, de acuerdo con las normas establecidas en el numeral 7 del código de conexión que hace parte del código de redes, contenidos en la Resolución CREG 025 de 1995, y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Identificado el equipo o equipos causantes de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase, el CND deberá establecer conjuntamente con el TN y los involucrados, un plazo máximo, razonable de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería, para la corrección de la deficiencia identificada. El CND deberá informar al Consejo Nacional de Operación, CNO, el plazo acordado. Si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el TN deberá proceder a la desconexión del equipo causante de la deficiencia o, si no es posible identificar este equipo, de la carga del respectivo usuario del STN.

El TN debe garantizar que las deficiencias en la calidad de la potencia que se presenten en los activos que opera, durante el plazo previsto para su corrección, no generen riesgos para la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal o la preservación del medio ambiente. De concluirse la inminencia de un peligro, a partir de razones objetivas claramente identificadas, el TN deberá proceder inmediatamente a la desconexión del equipo causante de la deficiencia o, si no es posible identificar este equipo, la desconexión de la carga del respectivo usuario del STN.

En todo caso, los plazos mencionados no exonerarán al TN de su responsabilidad por los perjuicios que se causen por las deficiencias en la calidad de potencia suministrada a través de los activos que opera.

Para efectos de determinar la fuente de las distorsiones o fluctuaciones, el CND podrá solicitar al TN y este al usuario del STN la instalación de los equipos que consideren necesarios en la red o en las fronteras o equipos de medición del usuario, para registrar variables de corrientes y tensiones, y podrán exigir el diseño de medidas remediales que técnicamente sigan las normas y buenas prácticas de ingeniería.

Parágrafo. Lo establecido en este artículo se mantendrá vigente hasta que la CREG defina una nueva regulación para la calidad de la potencia en resolución aparte.

Artículo 14. Calidad del servicio en el STN. Será responsabilidad de los TN prestar el servicio de transmisión de energía eléctrica dentro de los niveles de calidad y con las características establecidas en el capítulo 5 del anexo. Las variaciones que superen los límites allí definidos darán lugar a las compensaciones que se calcularán conforme a lo dispuesto en dicho capítulo. Lo anterior, sin perjuicio de la responsabilidad que pueda tener el TN por los daños y perjuicios causados a usuarios o terceros.

La compensación se aplicará disminuyendo el ingreso que le corresponde a cada TN en un valor igual al que resulte de aplicar lo dispuesto en el capítulo 5 del anexo. Para tal efecto, el LAC calculará las compensaciones aplicables a cada TN que represente los activos.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

El componente T de la fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio, que aplican los comercializadores a los usuarios, tendrá en cuenta el cargo por uso del STN al cual se le han aplicado las respectivas compensaciones.

Parágrafo 1. Los propietarios de los proyectos de expansión ejecutados como resultado de procesos de selección regulados por la CREG, al momento de declarar su entrada en operación comercial deberán reportar al LAC el inventario de las unidades constructivas que componen dicho proyecto. De no existir la correspondiente unidad constructiva se asociará con aquella más parecida. Las compensaciones serán calculadas con base en lo definido en el capítulo 5 del anexo y se descontarán del ingreso mensual del TN.

Cuando se trate de activos instalados en un nivel de tensión inferior a 220 kV, que prestan el servicio en la actividad de transmisión, se deberán asociar con las unidades constructivas asimilables de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Parágrafo 2. Cuando la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, tome posesión de un TN no se aplicarán, durante los doce (12) meses siguientes a la toma, las compensaciones por calidad del servicio reguladas en esta resolución. Una vez vencido este plazo, se continuarán aplicando las reducciones del ingreso o compensaciones aquí dispuestas.

Artículo 15. Obligación de reportar eventos. Los agentes que presten servicios de transmisión de energía eléctrica en el STN 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 16. Información base para la aprobación de la base de activos y del ingreso anual. Para la aprobación se tendrá en cuenta, principalmente, la siguiente información:

- a. Inventarios de activos de uso representados por el TN que deban ser remunerados mediante cargos por uso.
- b. Reporte de activos de enlaces internacionales con nivel de tensión inferior a 220 kV que deben ser remunerados mediante cargos por uso de la actividad de transmisión.
- c. Identificación de las UC representadas por el TN cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.
- d. Áreas de los terrenos donde están ubicadas las subestaciones junto con su valor catastral.
- e. Información contable reportada al SUI, o directamente a la CREG.
- f. Ingresos por la explotación de la infraestructura remunerada a través de cargos por uso, por concepto de otras actividades diferentes a la de



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

transmisión de energía eléctrica, durante los siete años que finalizan en la fecha de corte.

g. Información de planes de inversión.

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

Artículo 17. Solicitud de aprobación de ingresos. Dentro de los noventa (90) días calendario siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución los TN deberán someter a aprobación de la CREG, lo siguiente:

- a. Inventario de las unidades constructivas que componen su base de activos.
- b. Cálculo de ingresos anuales por el uso de los activos, los cuales, deberán calcularse de conformidad con la metodología descrita en el capítulo 2 del anexo.
- c. Memorias de cálculo con la totalidad de las variables utilizadas para la solicitud de aprobación ingresos, en los formatos definidos por la Comisión.
- d. Planes de inversión.

Los TN deberán suministrar el diagrama unifilar de las redes y subestaciones, incluyendo toda la información necesaria para la aprobación de ingresos y que sea de su responsabilidad en los términos de esta resolución.

Artículo 18. Decisión sobre aprobación de los ingresos de cada TN. Una vez presentada la información por los TN, y llevado a cabo la correspondiente actuación administrativa que garantice el derecho al debido proceso de los interesados, de conformidad con los procedimientos establecidos en la Ley, la Comisión procederá a aprobar los ingresos de que trata la presente resolución.

Parágrafo. Cuando el TN no someta a aprobación de la CREG la solicitud de ingresos en el plazo previsto, la Comisión fijará los ingresos anuales con la información disponible, sin perjuicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos ingresos estarán vigentes hasta que el TN formule la respectiva solicitud de actualización y los nuevos le sean aprobados.

Artículo 19. Tratamiento de activos de conexión y activos de uso. Los activos que sean declarados para ser remunerados mediante cargos por uso por parte del TN mantendrán este tipo de remuneración durante todo el período tarifario. Los activos de conexión mantendrán tal condición durante todo el período tarifario.

Parágrafo. Durante el período tarifario, los TN no podrán exigir remuneración adicional por activos que hayan sido reportados para ser remunerados mediante cargos por uso.

Artículo 20. Vigencia de los ingresos. Los ingresos de los TN que defina la Comisión estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco años contados desde la entrada en vigencia de la presente resolución, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar.

Parágrafo. Vencido el período de vigencia de los ingresos aprobados, continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 21. Derogatorias. La presente resolución deroga los artículos 4 y 5 de la Resolución CREG 039 de 1999, la Resolución CREG 011 de 2009, la Resolución CREG 093 de 2012 excepto el capítulo 3 del anexo general de esa resolución, y las demás disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del proyecto,

RUTTY PAOLA ORTIZ JARA

Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

ANEXO GENERAL

CAPÍTULO 1. CÁLCULO DEL CARGO POR USO DEL STN	26
1.1 Cargo por uso	26
1.2 Ingreso mensual de los TN	27
1.3 Ingreso mensual de activos sin representación	28
CAPÍTULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS ANUALES.....	30
2.1 Ingreso anual por inversión en activos	30
2.1.1 Servidumbres de activos existentes	31
2.2 Base regulatoria de activos.....	31
2.2.1 Base regulatoria de activos eléctricos	31
2.2.2 Base regulatoria de activos no eléctricos.....	40
2.3 Recuperación de capital reconocida.....	40
2.3.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial...	40
2.3.2 Recuperación de capital de activos nuevos	41
2.3.3 Ajuste de la variable recuperación de capital al final del periodo tarifario	42
2.4 Base regulatoria de terrenos.....	42
CAPÍTULO 3. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	44
3.1 Ingreso anual por AOM	44
3.2 AOM base a reconocer.....	44
3.2.1 AOM demostrado	45
3.2.2 AOM remunerado.....	45
3.2.3 Porcentaje adicional de AOM	46
3.2.4 Valor de AOM para nuevas inversiones.....	47
3.3 Verificación del valor anual de AOM	47
CAPÍTULO 4. INGRESO ANUAL POR INCENTIVOS	48
4.1 Incentivos por eficiencia en inversiones	49
4.2 Incentivos por eficiencia en AOM.....	49
4.3 Ajuste por incentivo alcanzado	49
4.3.1 Ajuste por ingresos de inversiones.....	50
4.3.2 Ajuste por ingresos de gastos	53
4.4 Ajuste del incentivo alcanzado al final del periodo tarifario	54
CAPÍTULO 5. CALIDAD DEL SERVICIO	55
5.1 Características de calidad a la que está asociado el ingreso	55

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

5.2	Activos sujetos al esquema de calidad	55
5.3	Bases de datos	56
5.4	Reglamento para el reporte de eventos	56
5.4.1	Responsabilidad del reporte de información	56
5.4.2	Activos del STN a reportar	57
5.4.3	Información del reporte de eventos	57
5.4.4	Validación de la información	58
5.4.5	Plazos	59
5.5	Máximas horas anuales de indisponibilidad	59
5.6	Ajuste de máximas horas de indisponibilidad	60
5.7	Indisponibilidad de los activos de uso del STN	61
5.8	Estimación de la capacidad disponible por un evento	62
5.9	Eventos excluidos	62
5.10	Procedimiento para los mantenimientos mayores	64
5.11	Activos que entran en operación comercial	65
5.12	Valor de referencia para compensación	65
5.13	Remuneración en algunos casos de indisponibilidad	66
5.14	Compensaciones	66
5.14.1	Compensaciones por incumplimiento de las metas	66
5.14.2	Compensaciones por dejar no operativos otros activos o por energía no suministrada	67
5.14.3	Valor total a compensar	69
5.15	Informe sobre ENS	70
5.16	Zona excluida de CNE	70
5.16.1	Lista de zonas excluidas de CNE	71
5.16.2	Procedimiento para establecer zonas excluidas de CNE	71
5.17	Límite de los valores a compensar	71
CAPÍTULO 6. PLANES DE INVERSIÓN		73
6.1	Criterios de generales	73
6.2	Presentación de los planes de inversión	74
6.3	Contenido de los planes de inversión	74
6.3.1	Diagnóstico	74
6.3.2	Criterios y lineamientos de proyectos Tipo I	75
6.3.3	Criterios y lineamientos de proyectos Tipo II	75
6.3.4	Criterios y lineamientos de proyectos Tipo III	76
6.3.5	Valoración del plan de inversiones	76
6.3.6	Sistema de gestión de activos	77
6.4	Aprobación de los planes de inversión	77



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

6.5	Seguimiento de los planes de inversión	78
6.6	Ajuste de los planes de inversión.....	79
6.7	Publicidad y difusión de los planes de inversión	79
CAPÍTULO 7. UNIDADES CONSTRUCTIVAS.....		81
7.1	UC asociadas a subestaciones.....	81
7.2	UC asociadas a líneas	86
7.3	UC asociadas a sistemas de control.....	88
7.4	Áreas reconocidas	89
7.5	Categorías de unidades constructivas	90
CAPÍTULO 8. VALORACIÓN DE ACTIVOS EXISTENTES.....		92
8.1	Valor de las UC	92
8.1.1	Subestaciones.....	92
8.1.2	UC de compensación.....	94
8.1.3	Centros de supervisión y maniobra	95
8.1.4	Líneas de transmisión	96
8.2	Áreas típicas de las UC de subestaciones	97
8.3	Categorías de unidades constructivas	98
CAPÍTULO 9. CARGOS HORARIOS.....		99



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

ANEXO GENERAL

CAPÍTULO 1. CÁLCULO DEL CARGO POR USO DEL STN

El cargo por uso del STN se calculará de acuerdo con lo establecido a continuación.

1.1 Cargo por uso

El cargo por uso monomio del STN se calculará aplicando la siguiente expresión:

$$T_m = \frac{\sum_{j=1}^n IMT_{j,m} + \sum_{i=1}^{nnr} IMNR_{i,m} - \sum_{g=1}^{ncp} PCP_{g,m-1} - \sum_{p=1}^{npe} VTG_{p,m-1}}{DTC_m}$$

Donde:

T_m : Cargo por uso del STN para el mes m . (\$/kWh)

$IMT_{j,m}$: Ingreso mensual del TN j , para el mes m , calculado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 1.2. (\$)

$IMNR_{i,m}$: Ingreso mensual del activo de uso i , que no está representado ante el LAC, para el mes m , calculado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 1.3. (\$)

$PCP_{g,m-1}$: Pago por concepto de conexión profunda que realiza el agente g , en el mes $m-1$. (\$)

$VTG_{p,m-1}$: Valor total garantizado por la póliza o garantía p , que se hace efectiva en el mes $m-1$. (\$)

DTC_m : Demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mes m , en cada una de sus fronteras comerciales, referida al STN. (kWh)

n : Número de TN en el STN.

nnr : Número de unidades constructivas utilizadas en el STN que no cuentan con representación ante el LAC.

ncp : Número de agentes que realizan pagos por concepto de conexión profunda.

npe : Número de pólizas o garantías que se hacen efectivas de acuerdo con los eventos de incumplimiento establecidos en la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Si para algún mes m , el valor de los saldos por las garantías ejecutadas supera la diferencia entre el ingreso mensual y los pagos por concepto de conexiones profundas, solo se tomará del saldo de garantías un valor que no disminuya el numerador más allá del 50% del valor calculado para el mismo numerador en el mes $m-1$. Los saldos pendientes de las garantías ejecutadas, junto con los

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

ingresos y gastos financieros, se tendrán en cuenta para incluirlos en el cálculo del cargo por uso de los meses siguientes.

1.2 Ingreso mensual de los TN

Para la liquidación del ingreso mensual de cada TN se tendrá en cuenta:

- El ingreso mensual causado por unidades constructivas no construidas en desarrollo de los procesos de selección regulados por la CREG, el cual se calculará a partir del ingreso anual definido en el capítulo 2 de este anexo.
- El ingreso mensual causado por unidades constructivas asociadas con proyectos ejecutados como resultado de los procesos de selección de que tratan las resoluciones CREG 022 de 2001 y 092 de 2002, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
- Las compensaciones por variaciones en las características de calidad del servicio que excedan o superen los límites, en la forma definida en esta resolución.

El ingreso mensual de cada TN se calcula con:

$$IMT_{j,m} = \left(fM * IAA_{j,t} + \frac{1}{12} (IAAOM_{j,t} - OI_j) \right) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{FC}} + IE_{j,m} - VMC_{j,m}$$

Donde:

$IMT_{j,m}$: Ingreso mensual del TN j , para el mes m . (\$)

fM : Factor para convertir valores anuales en mensuales que se obtiene con la siguiente fórmula:

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

r : Tasa de descuento reconocida para la actividad de transmisión de energía eléctrica.

$IAA_{j,t}$: Ingreso anual por inversión en activos, del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 2.1.

$IAAOM_{j,t}$: Ingreso anual por gastos de AOM del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 3.1.

OI_j : Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica. Este valor corresponde al 50% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza en la fecha de corte.

$IE_{j,m}$: Ingreso esperado de las convocatorias adjudicadas al TN j , para el mes m , calculado de acuerdo con lo establecido en las resoluciones CREG

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

022 de 2001 y 092 de 2002, o aquellas que las modifiquen o sustituyan. (\$)

$VMC_{j,m}$: Valor mensual a compensar por el TN j , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 5.14.3. (\$)

IPP_{m-1} : Índice de precios del productor para el mes $m-1$.

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

1.3 Ingreso mensual de activos sin representación

Se consideran activos sin representación ante el LAC los activos que, al momento de entrada en vigencia de esta resolución, están siendo utilizados en el STN, no están siendo remunerados parcial o totalmente y no hacen parte de ninguna de las bases de activos aprobadas a los TN.

Mientras se cuenta con un TN que represente estos activos, el LAC liquidará y recaudará los ingresos de estos activos con base en la siguiente fórmula:

$$IMNR_{i,m} = CR_i * CRA_{l,vu} * \left(\frac{1 + (vrm - nm_i) * ((1 + r)^{1/12} - 1)}{vrm} \right) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{08}}$$

Donde:

$IMNR_{i,m}$: Ingreso mensual del activo de uso i , que no está representado ante el LAC, para el mes m . (\$)

CR_i : Costo unitario de la unidad constructiva i , de acuerdo con los valores del capítulo 7 de este anexo.

$CRA_{l,vu}$: Factor de capital remanente de acuerdo con el rango l y la vida útil vu del activo, de acuerdo con los valores del numeral 2.2.1.4.

vrm : Vida útil remanente expresada en meses; para los activos que pertenecen al rango 1 este valor es 348 y para los del rango 2, 456.

nm_i : Contador del número de meses transcurridos, que inicia con 1 en el primer mes para el que se calculen estos ingresos con la metodología prevista en esta resolución.

r : Tasa de descuento reconocida para la actividad de transmisión de energía eléctrica.

IPP_{m-1} : Índice de precios del productor para el mes $m-1$.

IPP_{08} : Índice de precios del productor de diciembre de 2008.

Los ingresos recaudados con base en lo previsto en este numeral serán consignados por el LAC en una cuenta de una institución financiera con el fin de obtener rendimientos sobre los valores consignados. Esta cuenta deberá tener como único propósito el manejo de estos recursos.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

El LAC entregará los recursos al TN que asuma la representación de los activos, a más tardar un mes después de la entrada en vigencia de la resolución que apruebe la CREG para incluir los activos en el inventario del mencionado TN. El LAC definirá y entregará a la CREG un procedimiento sobre la forma de asignar los respectivos rendimientos y gastos financieros y la forma de distribuir los recursos al momento de entregarlos al TN representante del activo.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

CAPÍTULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS ANUALES

Los ingresos anuales de los TN se determinan con base en la siguiente expresión:

$$IAT_{j,t} = IAA_{j,t} + IAAOM_{j,t} - OI_j$$

Donde:

$IAA_{j,t}$: Ingreso anual del TN j , en el año t .

$IAAOM_{j,t}$: Ingreso anual por inversión en activos, del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 2.1.

OI_j : Ingreso anual por gastos de AOM del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 3.1.

OI_j : Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica. Este valor corresponde al 50% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza en la fecha de corte.

2.1 Ingreso anual por inversión en activos

El ingreso anual por inversiones para cada TN se determina de conformidad con la siguiente expresión:

$$IAA_{j,t} = BRA_{j,t} * r + RC_{j,t} + BRT_{j,t} + AINCI_{j,t-1}$$

Donde:

$IAA_{j,t}$: Ingreso anual por inversión del TN j , en el año t .

$BRA_{j,t}$: Base regulatoria de activos del TN j , en el año t .

r : Tasa de descuento reconocida para la actividad de transmisión de energía eléctrica.

$RC_{j,t}$: Recuperación reconocida de capital para los activos remunerados en la base regulatoria del TN j , en el año t , calculada según lo definido en el numeral 2.3.

$BRT_{j,t}$: Base regulatoria de terrenos del TN j , en el año t , calculada según lo establecido en el numeral 2.4

$AINCI_{j,t}$: Ajuste al ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en las inversiones del TN j en el año t , calculada según lo definido en el numeral 4.3.1.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

2.1.1 Servidumbres de activos existentes

Sólo para el primer año de aplicación de la metodología que se aprueba en esta resolución, al valor $IAA_{j,1}$ se adicionará un valor equivalente al valor de las servidumbres de los activos existentes, el cual se calcula así:

$$SERV_{j,1} = 8,5 * CAES_j * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{08}}$$

$SERV_{j,1}$: Valor reconocido por el costo de las servidumbres de los activos existentes a la fecha de corte. Este valor solo se calcula una vez y se adiciona a la variable $IAA_{j,1}$.

$CAES_j$: Valor del costo anual equivalente de servidumbres reconocido al TN j . Este valor corresponde a la variable con el mismo nombre aprobada a cada TN en aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2009.

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

IPP_{08} : Índice de precios del productor a diciembre de 2008.

2.2 Base regulatoria de activos

La base regulatoria de activos de los TN se determina con base en la siguiente expresión:

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

Donde:

$BRA_{j,t}$: Base regulatoria de activos del TN j , en el año t .

$BRAE_{j,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 2.2.1.

$BRANE_{j,t}$: Base regulatoria de activos no eléctricos del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 2.2.2.

2.2.1 Base regulatoria de activos eléctricos

La base regulatoria de activos eléctricos de los TN se determina con base en la siguiente expresión:

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

Donde:

$BRAE_{j,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del TN j , en el año t .

$RC_{j,t}$: Recuperación reconocida de capital para los activos remunerados en la base regulatoria del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 2.3.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$BRAEN_{j,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 2.2.1.5.

$BRAFO_{j,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación del TN j , en el año t , según lo establecido en el numeral 2.2.1.9.

Para el primer año del periodo tarifario, la variable $BRAE_{j,t-1}$ se calcula de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.1.

2.2.1.1 Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario

La base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario, $t-1 = 0$, se determina de la siguiente forma:

$$BRAE_{j,0} = \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^L (CRE_{j,k,l} * CRA_{l,vu}) * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{08}}$$

Donde:

$BRAE_{j,0}$: Base regulatoria de activos eléctricos del TN j para el año $t-1 = 0$.

$CRE_{j,k,l}$: Costo de reposición de la inversión, aprobado al TN j en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 011 de 2009, para el rango de activos l y la categoría de activos k , de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.3.

$CRA_{l,vu}$: Capital remanente de los activos del TN j , para el rango de activos l con vida útil vu , de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.4.

K : Cantidad de categorías de activos.

L : Cantidad de rangos de activos.

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

IPP_{08} : Índice de precios del productor a diciembre de 2008.

2.2.1.2 Clasificación de activos en rangos y categorías

Para determinar el costo de reposición por grupo de activos, las unidades constructivas aprobadas en aplicación de la Resolución CREG 011 de 2009 se deben clasificar en las categorías establecidas en el capítulo 7 de este anexo y en los siguientes rangos:

Tabla 1 Rangos de activos

RANGO l	Entrada en operación	Antigüedad de referencia (años)
1	Entrada en operación ≥ 17 años	17
2	17 años $>$ Entrada en operación ≥ 8 años	8
3	Entrada en operación < 8 años	0

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

El TN debe clasificar cada una de las UC incluidas en la base de activos aprobada con base en la Resolución CREG 011 de 2009 en los rangos definidos en la Tabla 1, según el año de entrada en operación de la respectiva UC.

Para la determinación del año de entrada en operación se deben considerar los siguientes criterios:

- a. Se debe utilizar la información de fecha de entrada en operación de los activos.
- b. Si el TN no cuenta con la información de entrada en operación de un activo, este se clasificará en el rango 1 = 1.
- c. Para las UC que se han repuesto en su totalidad, el año de entrada en operación corresponde al año de reposición de la UC. Solo se deben considerar reposiciones por activos nuevos.
- d. Para las reposiciones totales o parciales de UC únicamente se deben considerar inversiones que amplíen la vida útil o la capacidad del activo, no se deben emplear gastos asociados al mantenimiento como el cambio de elementos menores, mantenimientos de rutina, etc.
- e. Para las UC de la categoría de transformadores, compensaciones y equipos de subestación el año de entrada en operación corresponde al indicado en la placa de características técnicas o en su defecto al año de fabricación.
- f. Para las UC de la categoría de bahías y celdas el año de entrada en operación corresponde a i) el indicado en la placa de características técnicas o en su defecto al año de fabricación, ii) el resultado de la ponderación del año de puesta en servicio o de fabricación de cada elemento de la UC por el valor DDP de cada elemento, de acuerdo con los valores de los elementos de cada UC publicados con la Resolución CREG 011 de 2009.
- g. Para las UC de la categoría de equipos de control y comunicaciones el año de entrada en operación corresponde a la aplicación en su orden de las siguientes alternativas: i) el indicado en la placa de características técnicas como el año de puesta en servicio o de fabricación, ii) el registrado en el centro de control y sus bases de datos asociadas como inicio de la supervisión de la subestación en el sistema SCADA, iii) el identificado por el TN a partir de soportes documentales: bitácora de operación de la subestación, contratos de suministro y obra y actas de puesta en servicio o entrega.
- h. Para las UC de la categoría de otros activos de subestación el año de entrada en operación corresponde al mismo de la subestación en el caso de los módulos comunes y de barraje y también para la casa de control. Se podrán emplear los siguientes soportes documentales para definir el año de entrada en operación: bitácora de operación de la subestación, contratos de suministro y obra, y actas de puesta en servicio o entrega.

Para las demás UC clasificadas en esta categoría corresponde al indicado en la placa de características técnicas o el año de fabricación.

- i. Para las UC de la categoría de centros de control el año de entrada en operación corresponde al identificado por el TN a partir de soportes documentales como: bitácora de operación de la subestación, contratos de suministro y obra y actas de puesta en servicio o entrega.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Para los activos a los cuales se les han realizado reposiciones totales, la antigüedad corresponde a los años transcurridos entre el año de reposición y la fecha de corte.

2.2.1.3 Costo de reposición por grupo de activos

El costo de reposición para cada grupo de activos que pertenecen al mismo rango y a la misma categoría se calcula con:

$$CRE_{j,k,l} = \sum_{i=1}^{NR_{j,k,l}} CR_i * PU_{j,i} + CREN_{j,k,l} - CREFO_{j,k,l}$$

$CRE_{j,k,l}$: Costo de reposición de la inversión, aprobado al TN j en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 011 de 2009, para el rango de activos l y la categoría de activos k , descontando el costo de los activos que no deben incluirse en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.

CR_i : Valor de la UC i definido en el capítulo 8 de este anexo.

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

$CREFO_{j,k,l}$: Valor de los activos en operación no incluido para el TN j , en el rango de activos l y la categoría de activos k , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.3.1.

$CREFO_{j,k,l}$: Valor de los activos fuera de operación en el sistema del TN j , en el rango de activos l y la categoría de activos k , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.3.2.

$NR_{j,k,l}$: Número de UC reconocidas, en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 011 de 2009, al TN j , pertenecientes al rango de activos l y a la categoría k .

2.2.1.3.1 Valor de activos en operación no incluidos

El costo de reposición de los activos que, al momento de la solicitud de aprobación de la base de activos de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009, estaban en operación pero no fueron reportados se calcula de la siguiente manera, para cada categoría k y cada rango l :

$$CREFO_{j,k,l} = \sum_{i=1}^{NI_{j,k,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i))$$

Donde:

$CREFO_{j,k,l}$: Valor de los activos en operación no incluido para el TN j , en la categoría de activos k y el rango de activos l .



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- CR_i : Valor de la UC i definido en el capítulo 8 de este anexo.
- $PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i del TN j que es remunerada vía cargos por uso.
- RPP_i : Fracción del costo de la UC i , remunerada vía cargos por uso, que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- $NI_{j,k,l}$: Número de UC no incluidas en la base de activos del TN j , en la categoría de activos k y el rango de activos l .

Para determinar el costo de reposición por rango y categorías de activos el TN debe clasificar dichas unidades constructivas en los rangos y las categorías de activos definidas en el numeral 2.2.1.2.

Para poder incluir el valor de estos activos el TN debe certificar que no se encuentran incluidos en la base de activos aprobada y 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.

La Comisión realizará 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 TN, esta variable no se incluirá en la base inicial de activos.

2.2.1.3.2 Valor de los activos fuera de operación

El costo de reposición de los activos que hacen parte de la base de activos vigente pero salieron de operación entre enero de 2009 y la fecha de corte se calcula de la siguiente manera:

$$CREFO_{j,k,l} = \sum_{i=1}^{FO_{j,k,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i))$$

Donde:

- $CREFO_{j,k,l}$: Costo de reposición de los activos fuera de operación del TN j , en la categoría de activos k y el rango de activos l .
- CR_i : Valor de la UC i definido en el capítulo 8 de este anexo.
- $PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i del TN j que es remunerada vía cargos por uso.
- RPP_i : Fracción del costo de la UC i , remunerada vía cargos por uso, que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- $FO_{j,k,l}$: Número de UC que salieron de operación y están incluidas en la base de activos vigente del TN j , en la categoría de activos k y el rango de activos l .



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

El TN debe identificar cuáles UC de la base de activos aprobada salieron de operación.

Para determinar el costo de reposición por rango y categorías de activos el TN debe clasificar dichas unidades constructivas en los rangos y las categorías de activos definidas en el numeral 2.2.1.2.

2.2.1.4 Capital remanente de la base inicial

En la Tabla 2 se presenta el valor de la variable capital remanente de los activos, $CRA_{l,vu}$, según el rango y la vida útil de referencia.

Tabla 2 Factor de capital remanente

Vida útil referencia (vu)	Capital remanente, rango 1 $CRA_{1,vu}$	Capital remanente, rango 2 $CRA_{2,vu}$	Capital remanente, rango 3 $CRA_{3,vu}$
40	0,93	0,98	1,00
30	0,79	0,94	1,00
10	0,00	0,29	1,00

2.2.1.5 Base regulatoria de activos eléctricos nuevos

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

$$BRAEN_{j,t} = IAPA_{j,t} * \sum_{k=1}^K INVA_{j,k,t} + \sum_{k=1}^K INVR_{j,k,t-1} - \sum_{k=1}^K INVA_{j,k,t-1}$$

Donde:

$BRAEN_{j,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del TN j para el año t .

$IAPA_{j,t}$: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del TN j para el año t , calculado con base en lo previsto en el numeral 2.2.1.7.

K : Cantidad de categorías de activos, de acuerdo con las categorías definidas en el numeral 7.5.

$INVA_{j,k,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del TN j , en la categoría de activos k para el año t , calculado según lo establecido en los numerales 2.2.1.5.1 o 2.2.1.5.2.

Para la valoración se utilizan los valores de las UC definidas en la resolución que establece las UC para transmisión

$INVR_{j,k,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN j , en la categoría de activos k durante el año t , calculado según lo establecido en el numeral 2.2.1.6.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

2.2.1.5.1 Inversiones para empresas con plan de inversiones aprobado

Las inversiones aprobadas en el plan de inversiones se calculan de la siguiente forma:

$$INVA_{j,k,t} = \sum_{i=1}^{UCP_{j,k,t}} CR_i * PU_{i,j} * FU_i * (1 - RPP_i)$$

Donde:

$INVA_{j,k,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del TN j , en la categoría de activos k para el año t .

$UCP_{j,k,t}$: Número de UC nuevas incluidas en el plan de inversiones aprobado al TN j , en la categoría de activos k para el año t . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

CR_i : Valor de la UC i , definido en el capítulo 7 de este anexo.

$PU_{i,j}$: Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso al TN j .

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.

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

2.2.1.5.2 Inversiones para empresas sin plan de inversiones aprobado

Las inversiones aprobadas 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:

$$INVA_{j,k,t} = BRAE_{j,k,0} * PIH_j$$

Donde:

$INVA_{j,k,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del TN j , en la categoría de activos k para el año t .

$BRAE_{j,k,0}$: Base regulatoria inicial de activos eléctricos del TN j .

PIH_j : Porcentaje de inversiones de referencia del TN j . Corresponde al 1%

2.2.1.6 Inversiones en activos puestos en operación

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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$$INVR_{j,k,t} = \sum_{i=1}^{UCO_{j,k,t}} CR_i * PU_{i,j} * FU_i * (1 - RPP_i)$$

$INVR_{j,k,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN j , en la categoría de activos k durante el año t .

$UCO_{j,k,t}$: Número de UC nuevas puestas en operación en el sistema del TN j , en la categoría de activos k durante el año t . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

CR_i : Valor de la UC i , definido en el capítulo 7 de este anexo.

$PU_{i,j}$: Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso al TN j .

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.

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

Definir reglas para las reposiciones de activos que son menores a una UC

2.2.1.7 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 $IAPA_{j,t}$ es igual a 1, a partir del tercer año del periodo tarifario el índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones se obtiene de la siguiente manera:

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

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

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

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

Donde:

$INVE_{j,t}$: Ejecución promedio del plan de inversiones del TN j para el año t .

$INVR_{j,k,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN j , en la categoría de activos k durante el año t , calculado según lo establecido en el numeral 2.2.1.6.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$INVA_{j,k,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del TN j , en la categoría de activos k para el año t , calculado según lo establecido en los numerales 2.2.1.5.1 o 2.2.1.5.2.

K : Cantidad de categorías de activos.

2.2.1.8 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.

2.2.1.9 Activos fuera de operación

En concordancia con los planes de reposición de activos, los TN deberán presentar la relación de activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos que quedarán fuera de operación durante cada año del periodo tarifario.

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

$$BRAFO_{j,t} = \sum_{i=1}^{NFO_{j,t-1}} BRAR_{i,j,t-1}$$

Donde:

$BRAFO_{j,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos que salen de operación en el sistema del TN j para el año t . Para el primer año del periodo tarifario esta variable es igual a cero.

$NFO_{j,t-1}$: Número de UC incluidas en la base regulatoria de activos del TN j que salen de operación en el año $t-1$.

$BRAR_{i,j,t}$: Capital remanente de la UC i del TN j en el año t , calculado de la siguiente manera:

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

Donde:

CR_i : Valor de la UC i , que sale de operación en el año t , definido en el capítulo 8 de este anexo.

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.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- RPP_i : Fracción del costo de la UC i , remunerada vía cargos por uso, que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- CRA_i : Factor de capital remanente de la UC i , que sale de operación en el año t , calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.4.
- $VU_{i,k}$: Vida útil reconocida para la unidad constructiva i perteneciente a la categoría de activos k , según lo establecido en el numeral 8.3.
- $AR_{i,l}$: Antigüedad de referencia de la unidad constructiva i perteneciente al rango de activos l que sale de operación en el año t , según lo establecido en la Tabla 1.

2.2.2 Base regulatoria de activos no eléctricos

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

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

Donde:

- $BRANE_{j,t}$: Base regulatoria de activos no eléctricos del TN j , 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.
- $BRAE_{j,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del TN j , en el año t .

2.3 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:

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

Donde:

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

2.3.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$$RCBIA_{j,t} = \left[\sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^L \frac{(CRE_{j,k,l} * CRA_{l,vu}) * (1 + NE)}{VU_k - AR_l} \right] * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{08}}$$

Donde:

$RCBIA_{j,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del TN j , en el año t .

$CRE_{j,k,l}$: Costo de reposición de la inversión, aprobado al TN j en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 011 de 2009, para el rango de activos l y la categoría de activos k , de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.3.

$CRA_{l,vu}$: Factor de capital remanente de los activos del TN j , para el rango de activos l con vida útil vu , de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.4.

NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.

VU_k : Vida útil reconocida de la unidad constructiva i perteneciente a la categoría de activos k , según lo establecido en el numeral 7.5.

AR_l : Antigüedad de referencia del rango de activos l , según lo establecido en la Tabla 1.

K : Cantidad de categorías de activos.

L : Cantidad de rangos de activos.

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

IPP_{08} : Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2008.

2.3.2 Recuperación de capital de activos nuevos

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

$$RCNA_{j,t} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K RCNA_{j,k,t}$$

Donde:

$RCNA_{j,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos del TN j que entraron en operación en el año t .

T : Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

K: Cantidad de categorías de activos, según lo establecido en el numeral 7.5.

$RCNA_{j,k,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del TN j , para la categoría de activos k en el año t , calculada de la siguiente manera:

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

$IAPA_{j,t}$: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del TN j para el año t , calculado con base en lo previsto en el numeral 2.2.1.7

$INVA_{j,k,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del TN j , en la categoría de activos k para el año t . Calculado según lo establecido en los numerales 2.2.1.5.1 y 2.2.1.5.2.

$INVR_{j,k,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN j , en la categoría de activos k durante el año t . Calculado según lo establecido en el numeral 2.2.1.6.

NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.

VU_k : Vida útil reconocida para la unidad constructiva i perteneciente a la categoría de activos k , según lo establecido en el numeral 7.5.

2.3.3 Ajuste de la variable 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.

2.4 Base regulatoria de terrenos

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

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

Donde:

$BRT_{j,t}$: Base regulatoria de terrenos del TN j , en el año t .

R : Porcentaje anual reconocido sobre del valor de los terrenos, es igual a 6,9%.

$NS_{j,t}$: Número de UC de subestación del TN j , para el año t , sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- AT_i : Área reconocida para la UC i en m^2 , según lo establecido en el capítulo 7 de este anexo.
- $PU_{j,i}$: Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al TN j .
- RPP_i : Fracción del costo de la UC i , 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 , en $$/m^2$ de la fecha de corte. Los valores catastrales y el área del terreno deben ser presentados por el TN junto con la solicitud de ingresos, con su respectivo soporte.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CAPÍTULO 3. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este capítulo se establece la metodología para definir el valor de gastos de AOM a reconocer a cada TN durante cada uno de los años del periodo regulatorio.

Dentro de los costos y gastos AOM a reconocer en la actividad de transmisión 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 agentes;
- c. asociados a activos de conexión de usuarios del STN;
- d. asociados a activos ejecutados mediante convocatorias públicas;
- e. asociados con servicios prestados a terceros;
- f. asociados con las inversiones requeridas para la reposición de activos; o
- g. asociados al costo de la prima por lucro cesante por efecto de indisponibilidad ocasionada por fuerza mayor.

3.1 Ingreso anual por AOM

El valor del ingreso anual de referencia por gastos AOM para cada TN será:

$$IAAOM_{j,t} = AOM_{base,j,t} + AOMNI_{j,t} + AINCG_{j,t-1}$$

IAAOM_{j,t}: Ingreso anual por concepto de AOM del TN *j*, para el año *t*, expresado en pesos de la fecha de corte.

AOM_{base,j,t}: Valor del AOM base del TN *j*, para el año *t*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2, expresado en pesos de la fecha de corte.

AOMNI_{j,t}: Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del TN *j*, para el año *t*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.4, expresado en pesos de la fecha de corte.

AINCG_{j,t}: Ajuste al ingreso anual por gastos asociados con la eficiencia en los gastos del TN *j* en el año *t*. Para el primer año es igual a cero.

3.2 AOM base a reconocer

Para el cálculo del valor anual de AOM, se obtendrá uno a partir de los valores de AOM remunerado y de AOM demostrado de cada transmisor nacional, durante los años 2009 a 2014. Dichos valores se calcularán como se muestra a continuación.

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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$$AOMbase_{j,t} = \min \left[\left((3,4\% + AMB_j) * CRE_{j,2014} \right), \frac{AOMD_{j,09-14} + AOMR_{j,09-14}}{2} \right] * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{14}}$$

Donde:

$AOMbase_{j,t}$: Valor del AOM base para el TN j , para el año i , expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMD_{j,09-14}$: Valor del AOM demostrado por el TN j , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.1.

$AOMR_{j,09-14}$: Valor del AOM remunerado al TN j , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.2.

$CRE_{j,2014}$: Valor de reposición de la inversión del TN j utilizada para calcular el $PAOMD_{j,2014}$, de acuerdo con lo señalado en el numeral 2.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

AMB_j : Porcentaje adicional de AOM a reconocer al TN j por condiciones ambientales, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.3.

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

IPP_{14} : Índice de precios del productor de diciembre de 2014.

t : Variable que cuenta el número de años de aplicación de esta metodología. Es igual a 1 para el año en el que se inicia la aplicación de la metodología aprobada en esta resolución.

3.2.1 AOM demostrado

Para calcular el valor de AOM demostrado, $AOMD_{j,09-14}$, a cada TN se obtiene:

- a. El valor de AOM demostrado para cada año desde 2009 a 2014, calculado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, actualizado con la variación del IPP desde diciembre del respectivo año hasta diciembre de 2014.
- b. A partir de los valores actualizados se obtiene un promedio aritmético de ellos que corresponderá al AOM demostrado, $AOMD_{j,09-14}$.

3.2.2 AOM remunerado

Para calcular el valor de AOM remunerado, $AOMR_{j,09-14}$, a cada TN se obtiene:

- a. El porcentaje de AOM a reconocer para el año 2009, establecido en la resolución particular de cada TN de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009.
- b. El porcentaje de AOM a reconocer para cada uno de los años desde 2010 a 2014, calculado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009. El TN deberá anexar en su solicitud la evidencia de que este porcentaje



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

fue comunicado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios con la oportunidad establecida en la regulación.

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 anual, se originó por una corrección detectada por el TN o por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, se tomará el mínimo porcentaje utilizado en ese año.

- c. El valor del CRE_j aprobado a cada TN en su respectiva resolución particular.
- d. El valor del CRE_j utilizado por cada TN para calcular el porcentaje de AOM demostrado para cada uno de los años desde 2009 a 2013, actualizado con la variación del IPP hasta diciembre del año para el que se calcula el AOM demostrado.
- e. Para el año 2009 se calcula el AOM remunerado multiplicando el porcentaje de AOM a reconocer, señalado en el literal a de este aparte, por el valor del CRE_j del año 2008, señalado en el literal c de este aparte. En forma análoga, para los años de 2010 a 2014 se calcula el AOM remunerado multiplicando el respectivo porcentaje de AOM a reconocer, señalado en el literal b de este aparte, por el valor del CRE_j , señalado en el literal d de este aparte.
- f. Los valores remunerados, calculados en el literal anterior, se actualizan con la variación del IPP desde diciembre del respectivo año hasta diciembre de 2014. El promedio aritmético de estos valores actualizados corresponde al AOM remunerado, $AOMR_{j,09-14}$.

3.2.3 Porcentaje adicional de AOM

El porcentaje adicional de AOM por condiciones ambientales para cada TN se obtiene a partir de la identificación de los activos del TN que están a menos de 20 km de la orilla del mar, así:

$$AMB_j = 0,5\% * \frac{\sum_{i=1}^{nuc_{j,m}} (CR_{i,m} * PU_{i,j})}{\sum_{i=1}^{nuc_j} (CR_i * PU_i)}$$

Donde:

AMB_j : Porcentaje adicional de AOM a reconocer al TN 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.

CR_i : Valor de la UC i . Para el caso de líneas este valor corresponde al resultado de multiplicar el valor del kilómetro de conductor por el número total de kilómetros de la línea, más los respectivos apoyos.

$PU_{j,i}$: Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al TN j .



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$nuc_{j,m}$: Número de unidades constructivas que el TN j tiene instaladas cerca del mar

nuc_j : Número total de unidades constructivas que el TN j tiene instaladas.

Para este cálculo solo se tienen en cuenta las unidades constructivas de subestación y de líneas, con los valores contenidos en el capítulo 8 de este anexo.

3.2.4 Valor de AOM para nuevas inversiones

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

$$AOMNI_{j,t} = 2,5\% * VACNI_{j,t}$$

$AOMNI_{j,t}$: Valor del AOM para las nuevas inversiones del TN j , expresado en pesos de la fecha de corte.

$VACNI_{j,t}$: Valor acumulado hasta el año t de las nuevas inversiones, diferentes a reposición, para el TN j , expresado en pesos de la fecha de corte. Se calcula de la siguiente forma:

$$VACNI_{j,t} = VACNI_{j,t-1} + BRAEN_{j,t-1} - \sum_{k=1}^K INVTR_{j, TI, k, t-1}$$

$BRAEN_{j,t-1}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del TN j , en el año $t-1$, según lo establecido en los numerales 2.2.1.5.

$INVTR_{j, TI, k, t-1}$: Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del TN j , en la categoría de activos k para el año $t-1$. Calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 6.5, para el tipo de inversión $TI = II$

K : Cantidad de categorías de activos, según lo establecido en el numeral 7.5.

3.3 Verificación del valor anual de AOM

Con el propósito de verificar la información de AOM, los TN deberán reportarla cada año adjuntando 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 TN.

Los TN 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 ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

CAPÍTULO 4. INGRESO ANUAL POR INCENTIVOS

La remuneración de las nuevas inversiones, de acuerdo con lo definido en el capítulo 2 de este anexo, se hace con base en los valores de referencia de las UC; de igual manera, la remuneración de los gastos de AOM se hace con base en los gastos de AOM de referencia definidos en el capítulo 3 de este anexo.

La diferencia entre el valor anual ejecutado por el TN y el valor de referencia reconocido, tanto en inversiones como en gastos de AOM, se distribuye entre los usuarios y el TN en los porcentajes definidos en este capítulo, según el incentivo alcanzado.

El ingreso total a recibir por el TN corresponde al valor de la inversión o gasto ejecutado más el incentivo alcanzado. En la Tabla 3 se encuentra el porcentaje de incentivo que recibe el TN por el nivel de eficiencia alcanzado respecto a las inversiones y gastos de referencia.

Al inicio del periodo tarifario el TN debe declarar el nivel de inversiones y gastos esperados respecto a los valores de inversiones y gastos de referencia, es decir selecciona una de las columnas de la Tabla 3. Al finalizar cada año el TN debe calcular el nivel de inversiones y gastos ejecutados, el cual corresponde a una de las filas de la Tabla 3. El incentivo alcanzado, INCAI/INCAG, es el porcentaje correspondiente a la intersección entre el nivel de inversiones o gastos declarados, columna NID/NGD, y el nivel de inversiones o gastos ejecutados, fila NIE/NGE de la Tabla 3.

Tabla 3 Incentivo alcanzado por eficiencia en inversiones o gastos, INCAI/INCAG

VALOR DECLARADO – NID/NGD											
NIE /NGE	90%	92%	94%	96%	98%	100%	102%	104%	106%	108%	110%
90%	6,50%	6,48%	6,42%	6,32%	6,18%	6,00%	5,53%	5,27%	4,97%	4,63%	4,25%
92%	5,10%	5,12%	5,10%	5,04%	4,94%	4,80%	4,37%	4,15%	3,89%	3,59%	3,25%
94%	3,70%	3,76%	3,78%	3,76%	3,70%	3,60%	3,21%	3,03%	2,81%	2,55%	2,25%
96%	2,30%	2,40%	2,46%	2,48%	2,46%	2,40%	2,05%	1,91%	1,73%	1,51%	1,25%
98%	0,90%	1,04%	1,14%	1,20%	1,22%	1,20%	0,89%	0,79%	0,65%	0,47%	0,25%
100%	-0,50%	-0,32%	-0,18%	-0,08%	-0,02%	0,00%	-0,27%	-0,33%	-0,43%	-0,57%	-0,75%
102%	-1,90%	-1,68%	-1,50%	-1,36%	-1,26%	-1,20%	-1,43%	-1,45%	-1,51%	-1,61%	-1,75%
104%	-3,30%	-3,04%	-2,82%	-2,64%	-2,50%	-2,40%	-2,59%	-2,57%	-2,59%	-2,65%	-2,75%
106%	-4,70%	-4,40%	-4,14%	-3,92%	-3,74%	-3,60%	-3,75%	-3,69%	-3,67%	-3,69%	-3,75%
108%	-6,10%	-5,76%	-5,46%	-5,20%	-4,98%	-4,80%	-4,91%	-4,81%	-4,75%	-4,73%	-4,75%
110%	-7,50%	-7,12%	-6,78%	-6,48%	-6,22%	-6,00%	-6,07%	-5,93%	-5,83%	-5,77%	-5,75%

Para la aplicación de este esquema los TN deben entregar anualmente la información solicitada en este numeral, en caso de que no se entregue la información detallada que soporte la aplicación del incentivo, para el siguiente año se aplicará un valor de NIE/NGE equivalente al valor más eficiente de 90%.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

4.1 Incentivos por eficiencia en inversiones

El valor del incentivo alcanzado, asociado con la eficiencia en la ejecución del plan de inversiones, se calcula de la siguiente manera:

$$INCI_{j,t} = INVR_{j,t} * INCAI_{j,t}$$

Donde:

$INCI_{j,t}$: Ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en las inversiones del TN j , en el año t .

$INVR_{j,t}$: Inversiones de referencia del TN j , para el año t . Según lo establecido en el numeral 4.3.1.2.

$INCAI_{j,t}$: Incentivo por eficiencia alcanzado por eficiencia en inversiones por el TN j en el año t , tomado de la Tabla 3.

4.2 Incentivos por eficiencia en AOM

El valor del incentivo alcanzado, asociado con la eficiencia en los gastos de administración, operación y mantenimiento, se calcula de la siguiente manera:

$$INCG_{j,t} = (AOMbase_{j,t} + AOMNI_{j,t}) * INCAG_{j,t}$$

Donde:

$INCG_{j,t}$: Ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en los gastos de administración, operación y mantenimiento del TN j en el año t .

$AOMbase_{j,t}$: Valor del AOM base del TN j , para el año t , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMNI_{j,t}$: Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del TN j , para el año t , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.4, expresado en pesos de la fecha de corte.

$INCAG_{j,t}$: Incentivo alcanzado por eficiencia en gastos de AOM del TN j en el año t , tomado de la Tabla 3.

4.3 Ajuste por incentivo alcanzado

Los ingresos por inversiones y gastos del TN se ajustan considerando lo siguiente:

- a. Los ingresos recibidos por el TN por inversiones o gastos en un año se obtienen a partir de los valores de referencia, estos ingresos pueden ser mayores o menores a los ingresos a reconocer al TN en función del nivel de eficiencia en la ejecución.
- b. El incentivo alcanzado se calcula con base en el desempeño del año anterior y se incorpora en los ingresos del año de cálculo.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- c. Cuando las inversiones o gastos ejecutados en un año son menores que los valores de referencia del mismo año, el ingreso recibido es mayor que el ingreso a reconocer, por lo cual, para el siguiente año debe descontarse la diferencia entre: i) las inversiones o gastos de referencia y ii) las inversiones o gastos ejecutados más el incentivo alcanzado.
- d. Cuando las inversiones o gastos ejecutados en un año son mayores que los valores de referencia del mismo año, el ingreso recibido es menor que el ingreso a reconocer, por lo cual, para el siguiente año debe sumarse la diferencia entre: i) las inversiones o gastos ejecutados más el incentivo y ii) las inversiones o gastos de referencia.

Los porcentajes de ajuste en los ingresos por aplicación del incentivo corresponden a los de la Tabla 4.

Tabla 4 Porcentajes para ajuste de los ingresos según el incentivo alcanzado

AINCAI/AINCAG

NIE NGD	VALOR DECLARADO - NID/NGD										
	90%	92%	94%	96%	98%	100%	102%	104%	106%	108%	110%
90%	-3,50%	-3,52%	-3,58%	-3,68%	-3,82%	-4,00%	-4,47%	-4,73%	-5,03%	-5,37%	-5,75%
92%	-2,90%	-2,88%	-2,90%	-2,96%	-3,06%	-3,20%	-3,63%	-3,85%	-4,11%	-4,41%	-4,75%
94%	-2,30%	-2,24%	-2,22%	-2,24%	-2,30%	-2,40%	-2,79%	-2,97%	-3,19%	-3,45%	-3,75%
96%	-1,70%	-1,60%	-1,54%	-1,52%	-1,54%	-1,60%	-1,95%	-2,09%	-2,27%	-2,49%	-2,75%
98%	-1,10%	-0,96%	-0,86%	-0,80%	-0,78%	-0,80%	-1,11%	-1,21%	-1,35%	-1,53%	-1,75%
100%	-0,50%	-0,32%	-0,18%	-0,08%	-0,02%	0,00%	-0,27%	-0,33%	-0,43%	-0,57%	-0,75%
102%	0,10%	0,32%	0,50%	0,64%	0,74%	0,80%	0,57%	0,55%	0,49%	0,39%	0,25%
104%	0,70%	0,96%	1,18%	1,36%	1,50%	1,60%	1,41%	1,43%	1,41%	1,35%	1,25%
106%	1,30%	1,60%	1,86%	2,08%	2,26%	2,40%	2,25%	2,31%	2,33%	2,31%	2,25%
108%	1,90%	2,24%	2,54%	2,80%	3,02%	3,20%	3,09%	3,19%	3,25%	3,27%	3,25%
110%	2,50%	2,88%	3,22%	3,52%	3,78%	4,00%	3,93%	4,07%	4,17%	4,23%	4,25%

4.3.1 Ajuste por ingresos de inversiones

El ajuste en los ingresos por la eficiencia en inversiones se calcula con base en la siguiente expresión:

$$AINCI_{j,t} = INV_{j,t} * AINCAI_{j,t}$$

Donde:

$AINCI_{j,t}$: Ajuste al ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en las inversiones del TN j en el año t .

$INV_{j,t}$: Inversiones de referencia del TN j , para el año t . Según lo establecido en el numeral 4.3.1.2.

$AINCAI_{j,t}$: Ajuste de ingresos por eficiencia en inversiones por el TN j en el año t , tomado de la Tabla 4.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

4.3.1.1 **Inversiones aprobadas**

Las inversiones aprobadas en el plan de inversiones, $INVA_{j,t}$, se calculan de la siguiente manera:

$$INVA_{j,t} = \sum_{k=1}^K INVA_{j,k,t}$$

Donde:

$INVA_{j,t}$: Inversiones en activos aprobados en el plan de inversiones del TN j durante el año t .

$INVA_{j,k,t}$: Inversiones aprobadas en el plan de inversiones del TN j en la categoría de activos k durante el año t , calculado según lo establecido en el numeral 2.2.1.5.

K : Cantidad de categorías de activos.

4.3.1.2 **Inversiones de referencia**

Las inversiones de referencia para el incentivo, $INVR_{j,t}$, se calculan de la siguiente manera:

$$INVR_{j,t} = \sum_{k=1}^K INVR_{j,k,t}$$

Donde:

$INVR_{j,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN j durante el año t .

$INVR_{j,k,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN j en la categoría de activos k durante el año t , calculado según lo establecido en el numeral 2.2.1.6

K : Cantidad de categorías de activos.

4.3.1.3 **Nivel de inversiones ejecutadas**

El nivel de inversiones ejecutadas, $NIE_{j,t}$, por el TN en el año t se calcula de la siguiente manera:

$$NIE_{j,t} = \frac{INVE_{j,t}}{INVR_{j,t}} * 100$$

Donde:

$NIE_{j,t}$: Nivel de inversiones ejecutadas por el TN j durante el año t . El valor de esta variable se encuentra entre 90% y 110% y debe aproximarse al valor entero más cercano de la Tabla 4.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

INVE_{j,t}: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN *j*, durante el año *t*, valoradas con los costos del TN.

INVR_{j,t}: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del TN *j* durante el año *t*, calculadas según el numeral 4.3.1.2.

Las inversiones ejecutadas se calculan de la siguiente manera:

$$INVE_{j,t} = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{UCO_{j,t}} CRTN_i * PU_i * (1 - RPP_i)$$

Donde:

INVE_{j,t}: Inversiones ejecutadas por el TN *j*, durante el año *t*, valor en pesos de la fecha de corte.

K: Cantidad de categorías de activos.

UCO_{j,t}: Número de UC nuevas puestas en operación en el sistema del TN *j* durante el año *t*. No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

CRTN_i: Valor de la UC *i* o de la fracción de la UC *i* según la ejecución del TN. En este valor se deben considerar los mismos elementos de las UC definidas en el capítulo 7 de este anexo, así como el costo asociado con la instalación.

PU_i: Fracción del costo de la UC *i*, que es remunerada vía cargos por uso.

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

Como soporte de las inversiones ejecutadas, el TN deberá presentar anualmente a la Comisión un informe en el cual se relacione la totalidad de las UC o componentes de las UC puestas en operación durante el año, el valor ejecutado para cada uno de los proyectos del plan de inversiones aprobado, las desviaciones, en cantidad y en precio, de las UC puestas en operación respecto a las aprobadas en el plan de inversiones.

El costo de las UC puestas en operación por el TN debe corresponder a los mismos elementos de las UC definidas en el capítulo 7 de este anexo, así como las actividades requeridas para su instalación.

El valor total de las inversiones ejecutadas debe corresponder con los valores de estas inversiones reportados en la contabilidad de la empresa. En el informe se deben incluir los soportes de ejecución y la relación de las cuentas de la empresa en las cuales se incluyen estas inversiones.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

4.3.1.4 Nivel declarado de inversiones del TN

Valor que representa la relación entre el costo del plan de inversiones estimado por el TN y el costo del plan de inversiones valorado con las UC definidas en el capítulo 7 de este anexo.

La variable $NID_{j,t}$ debe tener valores que se encuentren entre 90% y 110%.

Este valor debe ser reportado por el TN en la solicitud tarifaria y puede ser ajustado por el TN en las ocasiones previstas para modificar el plan de inversiones de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.6.

4.3.2 Ajuste por ingresos de gastos

El ajuste en los ingresos por la eficiencia en gastos se calcula con base en la siguiente expresión:

$$AINCG_{j,t} = (AOMbase_{j,t} + AOMNI_{j,t}) * AINCAG_{j,t}$$

Donde:

$AINCG_{j,t}$: Ajuste al ingreso anual por gastos asociados con la eficiencia en los gastos del TN j en el año t .

$AOMbase_{j,t}$: Valor del AOM base del TN j , para el año t , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMNI_{j,t}$: Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del TN j , para el año t , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.4, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AINCAG_{j,t}$: Ajuste de ingresos por eficiencia en gastos por el TN j , en el año t , tomado de la Tabla 4.

4.3.2.1 Nivel de gastos ejecutados

El nivel de gastos ejecutados, $NGE_{j,t}$, por el TN durante el año t se calcula de la siguiente manera:

$$NGE_{j,t} = \frac{AOME_{j,t}}{(AOMbase_{j,n,t} + AOMNI_{j,n,t})} * 100$$

Donde:

$NGE_{j,t}$: Nivel de gastos ejecutados por el TN j durante el año t . El valor de esta variable se encuentra entre 90% y 100% y debe aproximarse al valor entero más cercano de la Tabla 4.

$AOME_{j,t}$: Gastos de AOM ejecutados por el TN j durante el año t .



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$AOMbase_{j,t}$: Valor del AOM base del TN j , para el año t , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMNI_{j,t}$: Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del TN j , para el año t , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.4, expresado en pesos de la fecha de corte.

Los gastos ejecutados corresponden a los gastos reales de la empresa asociados con las actividades y cuentas reconocidas.

Como soporte de los gastos ejecutados, el TN deberá presentar anualmente a la CREG un informe en el cual se relacione el valor de gastos de AOM ejecutado que incluya los soportes de ejecución y la relación de las cuentas de la contabilidad de la empresa en las cuales se incluyen los gastos reconocidos. Igualmente se deben relacionar las cuentas de la contabilidad de la empresa en los cuales se incluyen los gastos no reconocidos. Esta información debe corresponder con los reportes solicitados en el numeral 3.3

4.3.2.2 Nivel declarado de gastos del TN

Valor que representa la relación entre los gastos de AOM estimados por el TN y los gastos de AOM de referencia.

La variable $NGD_{j,t}$ es una valor que se encuentra entre 90% y 110%.

Este valor debe ser reportado por el TN en la solicitud tarifaria y puede ser ajustado por el TN en las ocasiones previstas para modificar el plan de inversiones de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.6.

4.4 Ajuste del incentivo alcanzado al final del periodo tarifario

Al final del periodo tarifario debe calcularse la diferencia entre el incentivo total alcanzado y el incentivo total incluido en la remuneración. Este valor se debe utilizar para ajustar la remuneración de las inversiones y gastos al inicio del siguiente periodo tarifario.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CAPÍTULO 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 transmisión de energía eléctrica en el STN y las reducciones en el ingreso o compensaciones aplicables por variaciones en dichas características.

5.1 Características de calidad a la que está asociado el ingreso

El ingreso de cada TN, calculado de acuerdo con lo previsto en esta resolución, estará asociado a una calidad con las siguientes características:

- a. La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no deberá superar las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas.
- b. 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.
- c. La estimación de la energía no suministrada por la indisponibilidad de un activo no deberá superar el porcentaje límite definido para tal fin.
- d. 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.

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

5.2 Activos sujetos al esquema de calidad

Las disposiciones sobre calidad en el STN aplicarán a los agentes que realizan la actividad de transmisión en este sistema, y a todos aquellos agentes responsables de la información necesaria para la aplicación del esquema de calidad del servicio en el STN, establecido esta resolución.

Los activos del STN sobre los que aplica el esquema de calidad del servicio son los que: i) hacen parte de la base de activos reconocida a cada transmisor nacional, TN, ii) están en operación comercial y podrán hacer parte de este inventario, o iii) son construidos como resultado de procesos de libre concurrencia.

Para el caso de los proyectos adjudicados mediante procesos de libre concurrencia, la clasificación de los activos deberá actualizarse cada vez que entre en vigencia la resolución que defina las nuevas UC para remunerar la actividad de transmisión.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

5.3 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 5.4.2.

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, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 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.

5.4 Reglamento para el reporte de eventos

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

5.4.1 Responsabilidad del reporte de información

Los agentes deberán realizar el reporte de eventos de acuerdo con lo establecido en el artículo 15. 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 TN son los responsables de la recolección y el reporte de la información de eventos. Cuando el TN 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 TN 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 TN a quien se le están remunerando los activos.

Para activos nuevos, el TN, 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.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

5.4.2 Activos del STN a reportar

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

- a. Transformadores: constituido por el autotransformador que por lo menos tiene dos devanados operando en niveles de tensión de STN, junto con sus respectivas bahías.
- b. Bahías de transformadores de conexión al STN: constituido por las bahías de transformador con configuración anillo e interruptor y medio, operando en niveles de tensión del STN y que son utilizadas por los OR.
- c. Equipos de compensación: constituido por el respectivo equipo de compensación, reactiva o capacitiva, y las bahías que lo conectan al STN.
- d. Líneas: constituido por el circuito que conecta dos subestaciones del STN (o más de dos subestaciones si hay conexiones en T). Incluye las bahías de línea con las que se opera su conexión al STN. Si una línea está conformada por más de un circuito, deberán reportarse por separado los eventos de cada uno de los circuitos.
- e. Barraje: constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamiento, en caso de que cuente con estas.
- f. SVC: constituido por el equipo SVC, sus respectivas bahías, transformadores y demás equipos remunerados con la unidad constructiva definida.
- g. STATCOM: constituido por el equipo STATCOM, sus respectivas bahías, transformadores y demás equipos remunerados con la unidad constructiva definida.
- h. Comunicaciones: constituido por el SCADA, el sistema de comunicaciones y el enlace ICCP.

5.4.3 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 5.8
- 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,



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- 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.

El LAC, a partir de la información que reporten los OR, incluirá el dato de demanda no atendida ocasionada por la ocurrencia de un evento.

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 capítulo.

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.

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.

5.4.4 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 STN, 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 capítulo 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 TN que no reportó correctamente la información.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

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 capítulo.

5.4.5 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 5 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.

5.5 Máximas horas anuales de indisponibilidad

Los siguientes grupos de activos utilizados en la actividad de transmisión no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de máximas horas anuales de indisponibilidad, MHAII, que se definen para los grupos de activos identificados en la siguiente tabla:

Tabla 6 Máximas horas anuales de indisponibilidad

Grupos de Activos	MHAII
Transformadores	55
Bahías de transformadores de conexión al STN	15
Equipo de compensación	18
Línea	34
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con bahías de maniobra	30
SVC	75

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Grupos de Activos	MHAI
STATCOM	75
Comunicaciones	10

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

5.6 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 trimestral de consignaciones o 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:

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

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 .

$CPSM_{m,u}$: Número acumulado de cambios al programa trimestral 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 .



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

NGU: Número de activos que conforman el grupo de activos *gu*.

5.7 Indisponibilidad de los activos de uso del STN

La duración de las indisponibilidades de los activos del STN 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:

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

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*.

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.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

5.8 Estimación de la capacidad disponible por un evento

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

- a. módulo de baraje: 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, SVC y STATCOM: 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 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.

5.9 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 de esta resolución. Para que estos sean excluidos del cálculo se requiere que se cumplan las siguientes reglas:
 - i. El TN 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 éstos 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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

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 solicitadas por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
- c. Esquemas suplementarios de protección, 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:
 - i. El TN 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 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 TN 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 trimestral de consignaciones 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 TN deberá elaborar un informe en el que documente y soporte esta situación.
 - h. La 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:

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- i. El TN 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 y el número de días calendario de la indisponibilidad.
- ii. Si se presentan cambios en la duración prevista, el TN lo informará por escrito al CND y anexará la correspondiente certificación.
- i. Indisponibilidades debidas a eventos causados por activos del STR.

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 093 de 2012, o la que la modifique o sustituya.

5.10 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 trimestral 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 enero de 2012. 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 enero de 2012. 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 TN. 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 dia 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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

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 “transformadores”.

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.

5.11 Activos que entran en operación comercial

A partir de la fecha de entrada en operación comercial de activos del STN 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 resolución. Cuando se presente ENS, se estimará su magnitud en la forma descrita en la Resolución CREG 093 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 5.14.2, 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 STN 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 capítulo. Para el cálculo de las horas de indisponibilidad del activo, sólo se tendrán en cuenta las reportadas desde el primer mes de remuneración.

5.12 Valor de referencia para compensación

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

$$VHRC_{m,u,j} = \frac{r}{6900} * CR_u * PU_{u,j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{FC}}$$

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

r : Tasa de descuento para la actividad de transmisión.

CR_u : Costo establecido para el activo u , de acuerdo con los valores de las unidades constructivas que se encuentren vigentes.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

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

IPP_{m-1} : Índice de precios del productor total nacional correspondiente al mes $m-1$.

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

5.13 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.

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 TN j , durante el mes m .

5.14 Compensaciones

5.14.1 Compensaciones por incumplimiento de las metas

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el TN o los TN 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 $HIDA_{m,gu} \leq MHAIA_{m,gu}$ 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:

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

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

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

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 .

$MHAIA_{m,gu}$: 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 TN j , durante el mes m .

Las compensaciones se calculan para los activos enunciados en el numeral 5.2.

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

El evento en un activo puede generar energía no suministrada, ENS, o puede dejar otros activos no operativos. En estos casos, se establecen compensaciones por dejar no operativos otros activos o por energía no suministrada, CNE, que serán aplicadas como una reducción del ingreso del transmisor que representa el respectivo activo ante el LAC.

La CNE del activo u , para cada mes m , se calcula con:

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



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

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:

- 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 093 de 2012, el valor de la compensación CNE para la indisponibilidad i , es igual a cero.
- 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 numeral 3.4 de la Resolución CREG 093 de 2012, el valor de la compensación CNE se obtiene de la siguiente forma:

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

- 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 093 de 2012, el valor de la compensación CNE se obtiene de la siguiente forma:

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

Donde:

$PENS_{j,h}$: Porcentaje de la energía no suministrada, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 093 de 2012.

$VHRC_{m,r,j}$: Valor horario de referencia del activo r que quedó no operativo por la indisponibilidad del activo u del TN j , durante el mes m , calculado con base en lo establecido en el numeral 5.12.

$H_{i,r}$: Número de horas de no operatividad del activo r causadas por la indisponibilidad i del activo u .



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

ENS_i: Valor de la energía no suministrada de la indisponibilidad *i*, corresponde a la variable *ENS_h* calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 093 de 2012.

CRO: Costo incremental operativo de racionamiento de energía definido y calculado por la UPME, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de ENS, *PENS_{j,h}*, 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 STN y elaborará el informe sobre ENS de que trata el numeral 5.15. El cálculo de la ENS será hecho con base en las disposiciones que para tal fin se encuentran contenidas en la Resolución CREG 093 de 2012, o la que la modifique o sustituya.

Sin perjuicio de lo anterior, la responsabilidad del reporte de la ENS al LAC será del TN, quien podrá reportar el valor publicado por el CND o ajustarlo si: i) encuentra que hubo algún error en el cálculo, según las disposiciones para el cálculo de la ENS definidas en la regulación, o ii) si el respectivo evento no generó demanda no atendida, DNA, caso en el cual el TN podrá reportar una ENS igual a cero.

El plazo que tendrá el TN para el reporte del valor de ENS será determinado por el LAC.

Cuando el TN reporte un valor del ENS diferente al calculado por el LAC deberá anexar a dicho reporte un informe en el que detalle los ajustes realizados y su respectiva justificación.

Con base en el reporte hecho por el TN, el LAC calculará el valor de la CNE correspondiente y la incluirá en la liquidación de cargos del mes siguiente al de recibo de esta información.

5.14.3 Valor total a compensar

El LAC calculará mensualmente el valor total de compensaciones que se descontará del ingreso mensual de cada TN *j*, tal como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} VMC_{j,m} = & \sum_{u=1}^{aj} (CIM_{m,u}) + \sum_{u=1}^{aj} [(VHRC_{m,u,j} * 720) - (IMRT_{m,u})] \\ & + \sum_{u=1}^{aj} (CNE_{m,u}) + VMCP_{m-1} \end{aligned}$$

Donde:

VMC_{j,m} : Valor mensual a compensar por el TN *j*, en el mes *m*, por incumplimiento de lo establecido en este capítulo.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- $CIM_{m,u}$: 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 TN 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 5.13.
- $CNE_{m,u}$: Compensación del activo u , en el mes m , por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.
- $VMCP_{m-1}$: Valor de las compensaciones que quedó pendiente por descontar en el mes $m-1$.
- aj : Número de activos del TN j , que se encuentra en cada una de las situaciones descritas.

5.15 Informe sobre ENS

Cuando la variable $PENS_{j,h}$, supere el porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 093 de 2012 el CND deberá publicar en su página web 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,
- b. activo causante del evento,
- c. valores y memoria de cálculo de todas las variables descritas en este capítulo,
- d. curva de potencia activa en el SIN, para el periodo horario del evento, los 12 periodos anteriores y 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.

5.16 Zona excluida de CNE

Una zona excluida de CNE es la zona del STN que, en condiciones normales de operación, es alimentada sólo por un circuito o sólo por un transformador, de los que conforman el STN. 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 STN, cuando los demás activos que alimentan la zona se encuentren indisponibles por los eventos excluidos de que trata el numeral 5.9. La zona dejará de ser zona excluida de CNE en el momento en que otro activo del STN alimente dicha zona.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

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

5.16.1 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 STN que hacen parte de cada una de ellas. Si varios TN 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 la entrada en operación comercial de un proyecto que cambia alguna condición que sirvió para que la zona excluida de CNE fuera identificada previamente como tal.

La lista actualizada de zonas excluidas de CNE será tenida 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.

Para el caso de las zonas excluidas de CNE de manera temporal, el CND determinará un listado de aquellas zonas que se ajusten a las características que para tal fin se establecen en el numeral 5.16, de acuerdo con la información de eventos registrada en sus bases de datos. Este listado será actualizado de manera permanente y publicado en la página web del CND, con el fin de que sea tenido en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones del mes al que haya lugar.

5.16.2 Procedimiento para establecer zonas excluidas de CNE

El TN identificará la zona excluida de CNE de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.16 y, para que sea considerada como tal, deberá cumplir con lo siguiente:

- a. enviar al CND y a la UPME el diagrama unifilar de la zona excluida de CNE,
- b. identificar e informar al LAC los activos del STN que hacen parte de la zona excluida de CNE.

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 STN aliente dicha zona.

5.17 Límite de los valores a compensar

El LAC deberá tener en cuenta que el valor total a descontar en el mes m , al TN j , por concepto de compensaciones no podrá superar el 60% de la suma de los ingresos antes de compensaciones. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

porcentaje, el saldo pendiente se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60%.

Además, la suma del valor de las compensaciones para cada TN j , en un año calendario, estarán limitadas a un valor equivalente al 30% del ingreso del TN en ese año, estimado actualizando la variable $IAT_{j,t}$, definida en el capítulo 2 de este anexo, con el IPP de diciembre del año anterior.

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

$$AVMC_{j,m} = \sum_{i=1}^m VMC_{j,i}$$

Donde:

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

$VMC_{j,i}$: Valor mensual a compensar por el TN j , en el mes i , por incumplimiento de lo establecido en este capítulo.

Si para un mes m se obtiene que el valor acumulado supera el 30% del ingreso del TN para ese año, el LAC liquidará al TN j , para ese mes, un valor $VMC_{j,m}$ tal que el $AVMC_{j,m}$ no supere el 30% del ingreso anual y, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley 142 de 1994, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios lo podrá considerar como causal de toma de posesión por no prestar el servicio con la calidad debida.

Para los activos sin representación ante el LAC, de que trata el numeral 1.3, el valor de las compensaciones se limitará al mínimo entre el 30% del ingreso anual del activo y el valor recaudado por ingresos correspondientes a este activo hasta ese momento.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CAPÍTULO 6. PLANES DE INVERSIÓN

Los TN 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 la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.
- b. **Tipo II:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- c. **Tipo III:** proyectos de inversión que no son clasificables dentro de los tipos I y II pero que ocasionan la instalación de nuevos activos.

Las expansiones del STN que se ejecutan a través de convocatorias no hacen parte del plan de inversiones.

El TN debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los tipos señalados anteriormente, teniendo en cuenta que para algunos de ellos en la regulación hay establecidos mecanismos para su ejecución y remuneración.

Además, los proyectos a incluir en los planes de inversión deben hacer parte del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión o contar con el visto bueno de la UPME. Esta Unidad definirá los procedimientos a seguir y los requisitos que deben cumplir los TN para obtener el concepto favorable para los diferentes proyectos.

6.1 Criterios de generales

Los criterios generales que el TN 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 TN.
- b. 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).
- c. Las metas definidas por los TN para la expansión y reposición deben ser alcanzables en el horizonte de tiempo del plan y deben corresponder con la situación actual y futura del STN.
- d. Los planes deben ser flexibles y adaptables a la evolución del mercado, además deben considerar los riesgos potenciales y las acciones para mitigarlos.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- e. 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.
- f. El TN debe cumplir los requisitos para los planes de expansión establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.
- g. El plan debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014.
- h. Las inversiones deben incluir únicamente activos de uso.
- i. El TN podrá incluir en el plan de inversión unidades constructivas especiales.
- j. El TN 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.

6.2 Presentación de los planes de inversión

En la solicitud de aprobación de cargos las empresas pueden optar por uno de los siguientes mecanismos:

- a. Presentar un plan de inversiones, con un horizonte de cinco (5) años, junto con la solicitud.
- 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.

El TN en su solicitud de cargos debe indicar a cuál mecanismo se acoge.

6.3 Contenido de los planes de inversión

Los TN deben presentar un plan de inversiones para el periodo tarifario 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 plan debe incluir como mínimo la información y los análisis solicitados en los siguientes numerales.

El TN debe presentar un cronograma general de las inversiones a realizar y su ubicación geográfica.

En circular aparte la Comisión publicará la guía con los requisitos detallados y los formatos para la presentación del plan.

6.3.1 Diagnóstico

El diagnóstico del STN debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- a. Estadísticas descriptivas.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- 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. Sistemas de información y control.

6.3.2 Criterios y lineamientos de proyectos Tipo I

Los criterios y lineamientos que deben cumplir los TN para la definición de los proyectos del Tipo I, considerados como ampliaciones de acuerdo con la regulación vigente, deben corresponder a aquellos recomendados en los Planes de Expansión de Referencia Generación – Transmisión.

Para que estos proyectos sean incluidos en el plan de inversión, el TN debe haber manifestado su intención de realizarlos de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 022 de 2001 o sus modificaciones.

6.3.3 Criterios y lineamientos de proyectos Tipo II

Los criterios y lineamientos que debe cumplir el TN para la definición, identificación de alternativas y priorización de los proyectos Tipo II incluidos en el plan de inversión son los siguientes:

- a. Los proyectos deben estar orientados a la reposición eficiente de activos con el objetivo de asegurar la confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.
- b. En el plan se deben identificar los activos que por su estado, nivel de riesgo y antigüedad requieren ser reemplazados durante el periodo tarifario.
- c. El TN 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 TN 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 del sistema el TN 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.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

- g. El TN debe realizar un análisis de riesgos para los activos agrupados en las categorías definidas en el numeral 7.5. Adicionalmente, el TN debe establecer el perfil de antigüedad de los activos en las mismas categorías.
- h. Como resultado de este análisis de priorización se deben obtener los proyectos con mayor impacto y beneficio para la prestación del servicio de acuerdo con los objetivos definidos por el TN.
- i. 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.

6.3.4 Criterios y lineamientos de proyectos Tipo III

El TN debe presentar dentro del plan de inversión los proyectos Tipo III, los cuales obedecen a la necesidad de instalación de nuevos activos para atender necesidades específicas del sistema y que no hacen parte de las identificadas dentro de las inversiones de los tipos I y II.

6.3.5 Valoración del plan de inversiones

El valor total del plan de inversión solicitado por el TN se calcula de la siguiente forma:

$$INV_P_{j,t} = \sum_{TI=1}^3 \sum_{k=1}^K INV_{j, TI, k, t}$$

Donde:

$INV_P_{j,t}$: Valor total del plan de inversión solicitado por el TN j para el año t .

$INV_{j, TI, k, t}$: Valor de la inversión del plan del TN j , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos k para el año t .

K : Cantidad de categorías de activos.

El valor de la variable $INV_{j, TI, k, t}$ se calcula de la siguiente forma:

$$INV_{j, TI, k, t} = \sum_{i=1}^{UCP_{j, TI, k, t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i)$$

$INV_{j, TI, k, t}$: Valor de la inversión del plan del TN j , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos k para el año t .

$UCP_{j, TI, k, t}$: Número de UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el TN j , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos k para el año t .

CR_i : Valor de la UC i , definido en el capítulo 7 de este anexo.

[Firma]

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión 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.
- RPP_i : Fracción del costo de la UC i , 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 y 3.

6.3.6 Sistema de gestión de activos

El TN 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 TN 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 TN 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.

6.4 Aprobación de los planes de inversión

Para la aprobación de los planes de inversión se realizarán como mínimo los siguientes pasos:

- a. Revisión de la información suministrada por los TN en los formatos establecidos por la Comisión. Esta información deberá demostrar el cumplimiento de los criterios y lineamientos establecidos en el numeral 6.3.
- b. El TN deberá realizar una presentación a la Comisión del plan de inversiones y la justificación y razonabilidad del mismo, en caso de que esta lo considere necesario.
- c. La Comisión podrá contratar firmas especializadas para dar concepto sobre los razonabilidad de los planes de inversión presentados.
- d. Los demás necesarios para dar cumplimiento a lo establecido en esta resolución.

El plan de inversión presentado por el TN no será aprobado cuando no se suministre toda la información necesaria para demostrar el cumplimiento de los requisitos, criterios y lineamientos definidos por la Comisión.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Cuando el plan de inversiones no sea aprobado, la Comisión solicitará al TN la revisión del mismo y el TN debe presentar su plan ajustado en los términos establecidos en el literal b del numeral 6.2.

En el caso que el plan de inversiones no sea aprobado, la variable $BRAEN_{j,t}$ se calculará de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.5.2 para el primer año del periodo tarifario.

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 TN 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 menores realizados. El formato y contenido mínimo del informe serán definidos por la Comisión en circular aparte.
- b. Los ajustes menores a los proyectos incluidos en el plan de inversión aprobado deben responder a la planeación de corto plazo adelantada por la empresa.
- 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 TN.
- d. De igual forma, anualmente se verificarán los indicadores de ejecución de los planes de inversión con base en la información presentada por los TN al SUI y a la CREG.
- e. Cada dos años los TN deberán contratar la ejecución de una verificación de la ejecución del plan de inversión. Las verificaciones emplearán los reportes anuales y visitas en campo para 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 TN empleando un mecanismo de libre concurrencia. 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 TN.
- h. Cuando de las verificaciones se concluya que los proyectos de inversión no se han ejecutado de acuerdo con lo reportado, los ingresos se ajustarán sin perjuicio 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 TN debe presentar el valor de las inversiones puestas en operación clasificadas por tipo de activos, calculando la variable $INVTR_{j,TI,k,t}$ de la siguiente forma:

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$$INVTR_{j, TI, k, t} = \sum_{i=1}^{UCP_{j, TI, k, t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i)$$

$INVTR_{j, TI, k, t}$: Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del TN j , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos k para el año t .

$UCP_{j, TI, k, t}$: Número de UC puestas en operación en el sistema del TN j , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos k para el año t . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

CR_i : Valor de la UC i , definido en el capítulo 7 de este anexo.

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.

RPP_i : Fracción del costo de la UC i , 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 y 3.

6.6 Ajuste de los planes de inversión

Los planes de inversión pueden ser ajustados cada dos años. Los lineamientos para la realización de los ajustes al plan de inversión son los siguientes:

- La solicitud para ajuste del plan deberá presentarse a la CREG a más tardar cuatro meses antes de que se cumplan los dos años previstos para el posible ajuste del plan.
- Para la revisión de la solicitud de modificación del plan de inversiones la Comisión seguirá los pasos establecidos en el numeral 6.4.

6.7 Publicidad y difusión de los planes de inversión

El TN debe adelantar una estrategia de comunicación para difundir el plan de inversión y las metas de expansión y reposición. La estrategia como mínimo deberá incluir:

- Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión. El informe deberá ser publicado en la página web del TN antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.
- Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

c. Publicación anual en un diario de amplia circulación de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión.

La Comisión, en circular aparte, establecerá el contenido mínimo del informe anual, así como la información que debe ser publicada en el sitio web y la publicación en el diario.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

CAPÍTULO 7. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

En este capítulo se definen las unidades constructivas, UC, del STN a utilizar en el cálculo de la remuneración de la actividad de transmisión y las áreas típicas asociadas a las UC de subestaciones. Las UC definidas para el nivel de tensión de 230 kV aplican igualmente para el nivel de tensión de 220 kV. Los valores de las UC están en miles de pesos de diciembre de 2012.

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

Los costos ambientales y de servidumbres serán reportados y reconocidos anualmente según su ejecución.

Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los TN 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.

7.1 UC asociadas a subestaciones

- a. Para las UC de transformadores de potencia se define un componente de costo fijo de instalación y un componente de costo variable por MVA. El TN debe reportar el tipo de transformador con su capacidad asociada en MVA.
- b. El módulo común es el conjunto de equipos y obras comunes que sirven a la subestación y está compuesto por servicios auxiliares, malla de puesta a tierra y obras civiles no asociadas a una UC en particular.
- c. Los elementos de protección de barras, sistemas de control y comunicaciones se reconocen como UC de centros de control.
- d. El edificio de control se reconoce como una UC denominada casa de control.
- e. 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 al que pertenece una subestación y, luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación por el valor de la UC correspondiente.
- f. Para 500 kV se definen dos tipos de UC de módulos comunes dependiendo del número de bahías, así: tipo 1 para S/E de 1 a 6 bahías y tipo 2 para S/E de más de 6 bahías.
- g. Para 230 kV se definen cuatro tipos de UC de módulos comunes, así: tipo 1 para S/E de 1 a 4 bahías, tipo 2 para S/E de 5 a 8 bahías, tipo 3 para S/E de 9 a 12 bahías, y tipo 4 para S/E de más de 12 bahías.



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- h. Las UC de módulo de baraje se asocian con el número de bahías cada nivel de tensión existente en la subestación, 500 kV o 230 kV así: tipo 1 para S/E de 1 a 4 bahías; tipo 2 para S/E de 5 a 8 bahías; tipo 3 para S/E de 9 a 12 bahías y tipo 4 para S/E con más de 12 bahías.
- i. El costo de la casa de control de la subestación se define en función del área resultante de la cantidad de bahías existentes en la subestación más las áreas generales de acuerdo con las áreas reconocidas conforme a la siguiente expresión:

$$CEC_s = (AG_s + ABh * Bh_s) * CC$$

Donde:

CEC_s : Costo del edificio de control de la subestación s.

AG_s : Área general de la subestación s .

ABh : Área reconocida para cualquier bahía de transformador o de línea.

Bh_s : Número de bahías de transformador y de línea existentes en la subestación s

CC : Costo por metro cuadrado del edificio de control de la subestación igual a \$ 2.300.000/m² (\$ de la fecha de corte)

- j. El TN deberá reportar el área obtenida de la aplicación de la anterior fórmula para cada subestación que cuente con casa de control.
- k. Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los TN no se ajusta a los elementos técnicos 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.

Tabla 7. Configuraciones de subestaciones

Código	Descripción
BS	Barra Sencilla
BPT	Barra Principal y Transferencia
DB	Doble Barra
DBT	Doble Barra más Seccionador de Transferencia
DBB	Doble Barra más Seccionador de By- Pass
IM	Interruptor y Medio
AN	Anillo
EDB	Encapsulada Doble Barra
EDBT	Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Tabla 8. UC de subestación de 500 kV

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
N6S1	Bahía de Línea Configuración DBT	3.642.096.000
N6S2	Bahía de Transformador Configuración DBT	3.654.730.000
N6S3	Bahía de Línea Configuración IM	3.318.264.000
N6S4	Bahía de Transformador Configuración IM	3.318.264.000
N6S5	Corte Central Configuración IM	2.326.154.000
N6S6	Bahía de Acople Configuración DBT	2.336.919.000
N6S7	Módulo de Barraje - Tipo 1 Configuración DBT	884.757.000
N6S8	Módulo de Barraje - Tipo 1 Configuración IM	1.326.251.000
N6S9	Módulo de Barraje - Tipo 2 Configuración DBT	1.228.647.000
N6S10	Módulo de Barraje - Tipo 2 Configuración IM	1.890.888.000
N6S11	Módulo Común/Bahía - Tipo 1 Convencional Cualquier Configuración	1.106.030.000
N6S12	Módulo Común/Bahía - Tipo 2 Convencional Cualquier Configuración	1.103.198.000
N6S13	Bahía de Línea Configuración DB	3.678.562.000
N6S14	Bahía de Transformador Configuración DB	3.678.562.000
N6S15	Módulo de Barraje - Tipo 1 Configuración DB	884.757.000
N6S16	Módulo de Barraje - Tipo 2 Configuración DB	1.243.931.000
N6S17	Bahía de compensación paralela en linea fija - cualquier configuración - tipo convencional	4.137.641.000
N6S18	Bahía de compensación paralela en linea maniobrable - cualquier configuración - tipo convencional	5.486.297.000

Tabla 9. UC de subestación de 230 kV

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
N5S1	Bahía de linea - configuración barra sencilla - tipo convencional	784.318.000
N5S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	730.277.000
N5S3	Bahía de linea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1.010.515.000
N5S4	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1.010.132.000
N5S5	Bahía de linea - configuración barra doble - tipo convencional	941.715.000
N5S6	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	941.217.000
N5S7	Bahía de linea - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	1.212.827.000
N5S8	Bahía de transformador - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	1.212.443.000
N5S9	Bahía de linea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	1.169.604.000
N5S10	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	1.169.221.000
N5S11	Bahía de linea - configuración interruptor y medio - tipo convencional	952.316.000
N5S12	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional	952.104.000
N5S13	Bahía de linea - configuración en anillo - tipo convencional	925.411.000
N5S14	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional	925.141.000
N5S15	Bahía de linea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	4.094.037.000
N5S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)	4.081.292.000

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
N5S17	Bahía de línea - configuración doble barra con seccionador de transferencia - tipo encapsulada (SF6)	4.371.302.000
N5S18	Bahía de transformador - configuración doble barra con seccionador de transferencia - tipo encapsulada(SF6)	4.371.302.000
N5S19	Corte central configuración interruptor y medio - tipo convencional	657.697.000
N5S20	Bahía de transferencia configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	563.127.000
N5S21	Bahía de acople configuraciones con doble barra	734.758.000
N5S22	Bahía de seccionamiento configuraciones con doble barra	509.202.000
N5S23	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	263.486.000
N5S24	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	312.234.000
N5S25	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	455.200.000
N5S26	Módulo de barraje tipo 2 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	544.965.000
N5S27	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	3.811.425.000
N5S28	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(SF6)	3.757.755.000
N5S29	Bahía de seccionamiento configuraciones barra sencilla	474.420.000
N5S30	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)	2.544.936.000
N5S31	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional	309.469.000
N5S32	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra sencilla - tipo convencional	389.162.000
N5S33	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra sencilla - tipo convencional	492.185.000
N5S34	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble - tipo convencional	367.161.000
N5S35	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble - tipo convencional	571.378.000
N5S36	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble - tipo convencional	723.077.000
N5S37	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble - tipo convencional	1.013.228.000
N5S38	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	367.161.000
N5S39	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	571.378.000
N5S40	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	723.077.000
N5S41	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	1.013.228.000
N5S42	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	347.266.000
N5S43	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	462.089.000
N5S44	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	367.161.000
N5S45	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	571.378.000
N5S46	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	723.077.000
N5S47	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1.013.228.000
N5S48	Módulo de barraje tipo 3 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	719.332.000
N5S49	Módulo de barraje tipo 4 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	894.761.000
N5S50	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	644.048.000
N5S51	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	553.367.000
N5S52	Módulo común/bahía tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	592.931.000
N5S53	Módulo común/bahía tipo 4 (mas de 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	498.206.000
N5S54	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	306.738.000
N5S55	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	231.983.000
N5S56	Módulo común/bahía tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	208.388.000

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
N5S57	Módulo común/bahía tipo 4 (mas de 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	182.819.000
N5S58	Campo móvil encapsulado nivel 5	3.136.372.000
N5S59	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional	341.718.000
N5S60	Bahía de compensación paralela en linea fija - cualquier configuración - tipo convencional	978.482.000
N5S61	Bahía de compensación paralela en linea maniobrable - cualquier configuración - tipo convencional	977.920.000
N5S62	Bahía de compensación serie - tipo convencional	1.259.256.000
N5S63	Bahía de compensación capacitiva paralela barra principal y transferencia	1.111.593.000
N5S64	Bahía de compensación capacitiva paralela barra doble con seccionador de transferencia	1.235.630.000
N5S65	Bahía de compensación capacitiva paralela interruptor y medio	1.085.543.000
N5S66	Bahía de compensación capacitiva paralela anillo	1.081.013.000
N5S67	Bahía de línea en barra - configuración barra sencilla - tipo convencional ≥ 60 kA	1.129.187.000
N5S68	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional ≥ 60 kA	1.075.146.000
N5S69	Bahía de línea en barra - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional ≥ 60 kA	1.355.384.000
N5S70	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional ≥ 60 kA	1.355.001.000
N5S71	Bahía de línea en barra - configuración barra doble - tipo convencional ≥ 60 kA	1.286.584.000
N5S72	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional ≥ 60 kA	1.286.086.000
N5S73	Bahía de línea en barra - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional ≥ 60 kA	1.557.696.000
N5S74	Bahía de transformador - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional ≥ 60 kA	1.557.312.000
N5S75	Bahía de línea en barra - configuración barra doble con by pass - tipo convencional ≥ 60 kA	1.514.473.000
N5S76	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional ≥ 60 kA	1.514.090.000
N5S77	Bahía de línea en barra - configuración interruptor y medio - tipo convencional ≥ 60 kA	1.297.185.000
N5S78	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional ≥ 60 kA	1.296.973.000
N5S79	Bahía de línea en barra - configuración en anillo - tipo convencional ≥ 60 kA	1.270.280.000
N5S80	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional ≥ 60 kA	1.270.010.000
N5S81	Corte central configuración interruptor y medio - tipo convencional ≥ 60 kA	1.002.566.000
N5S82	Bahía de transferencia configuración barra principal y transferencia - tipo convencional ≥ 60 kA	1.027.246.000
N5S83	Bahía de acople configuraciones con doble barra ≥ 60 kA	615.509.000
N5S84	Bahía de seccionamiento configuraciones con doble barra ≥ 60 kA	973.320.000
N5S85	Bahía de seccionamiento configuraciones barra sencilla ≥ 60 kA	938.538.000
N5S86	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional ≥ 60 kA	222.468.000
N5S87	Bahía de compensación paralela en linea fija - cualquier configuración - tipo convencional ≥ 60 kA	411.013.000
N5S88	Bahía de compensación paralela en linea maniobrable - cualquier configuración - tipo convencional ≥ 60 kA	410.451.000
N5S89	Bahía de compensación serie - tipo convencional ≥ 60 kA	691.787.000

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Tabla 10. UC de transformadores

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2015]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2015]
N6T1	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 150 MVA a 300 MVA	716.789.000	24.365.000
N6T2	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 300 MVA a 450 MVA	939.524.000	23.565.000
N6T3	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final mayor o igual a 450 MVA	1.150.145.000	22.621.000

Tabla 11. UC de compensaciones

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
CP61	Bahía de compensación estática reactiva	6.088.201.000
CP62	Módulo de compensación estática reactiva	126.172.976.000
CP63	Compensador sincrónico estático	126.172.976.000

7.2 UC asociadas a líneas

- Para líneas subterráneas el TN debe reportar solamente una UC de canalización y por separado las respectivas UC de conductores.
- Para las UC de líneas aéreas 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.
- Para las líneas se definen unidades constructivas para los apoyos y en forma separada para los conductores, cables de guarda y puesta a tierra. Por lo tanto cuando se reporte la información de los activos se debe anexar la georreferenciación de cada estructura o apoyo.
- Para el valor de las servidumbres se reconocerá máximo un 3% del valor de la línea, calculado a partir de las respectivas UC. Sin embargo, en los casos en los que se cuente con una decisión judicial en firme, podrá reconocerse el valor determinado en el fallo.

Tabla 12. UC de líneas de 500kV

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO (\$ Dic 15)
N6L1	Torre metálica -Altura 500 msnm- 500 kV Circuito sencillo - suspensión	122.264.000
N6L2	Torre metálica -Altura 500 msnm- 500 kV Circuito sencillo - retención	154.929.000

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO (\$ Dic 15)
N6L3	Torre metálica -Altura 500 a 2000 msnm- 500 kV Circuito sencillo - suspensión	123.497.000
N6L4	Torre metálica -Altura 500 a 2000 msnm- 500 kV Circuito sencillo - retención	155.682.000
N6L5	Torre metálica -Altura mayor a 2000 msnm- 500 kV Circuito sencillo - suspensión	124.658.000
N6L6	Torre metálica -Altura mayor a 2000 msnm- 500 kV Circuito sencillo - retención	157.355.000
N6L7	Poste metálico -Altura 500 msnm- 230/110 kV Circuito triple - suspensión	202.506.000
N6L8	Poste metálico -Altura 500 msnm- 230/110 kV Circuito triple - retención	260.653.000
N6L9	Poste metálico -Altura 500 msnm- 230/110 kV Circuito doble - suspensión	149.010.000
N6L10	Poste metálico -Altura 500 msnm- 230/110 kV Circuito doble - retención	211.184.000
N6L11	Poste metálico -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito triple - suspensión	203.668.000
N6L12	Poste metálico -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito triple - retención	263.998.000
N6L13	Poste metálico -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito doble - suspensión	149.784.000
N6L14	Poste metálico -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito doble - retención	213.414.000
N6L15	Poste metálico -Altura mayor a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito triple - suspensión	204.829.000
N6L16	Poste metálico -Altura mayor a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito triple - retención	267.344.000
N6L17	Poste metálico -Altura mayor a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito doble - suspensión	150.558.000
N6L18	Poste metálico -Altura mayor a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito doble - retención	215.644.000
N6L19	km de conductor AAC 800 kcmil 500kV	20.410.000
N6L20	km de conductor AAC 1200 kcmil 500kV	38.819.000

Tabla 13. UC de líneas de 230 kV

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO (\$ Dic 15)
N5L1	Torre metálica -Altura 500 msnm- 230 kV Circuito sencillo - suspensión	83.848.000
N5L2	Torre metálica -Altura 500 msnm- 230 kV Circuito sencillo - retención	116.009.000
N5L3	Poste metálico - -Altura 500 msnm-230kV Circuito sencillo - suspensión	95.934.000
N5L4	Poste metálico - -Altura 500 msnm-230kV Circuito sencillo - retención	145.217.000
N5L5	Poste concreto - -Altura 500 msnm-230kV Circuito sencillo - suspensión	55.831.000
N5L6	Poste concreto - -Altura 500 msnm-230kV Circuito sencillo - retención	70.834.000
N5L7	Torre metálica -Altura 500 msnm- 230 kV Circuito doble - suspensión	122.639.000
N5L8	Torre metálica -Altura 500 msnm- 230 kV Circuito doble - retención	164.400.000
N5L9	Poste metálico - Altura 500 msnm-230kV Circuito doble - suspensión	149.010.000
N5L10	Poste metálico - Altura 500 msnm-230kV Circuito doble - retención	211.184.000
N5L11	Poste metálico -Altura 500 msnm-230kV Cuatro circuitos - suspensión	204.149.000
N5L12	Poste metálico -Altura 500 msnm-230kV Cuatro circuitos - retención	282.958.000
N5L13	Torre metálica -Altura 500 a 2000 msnm- 230 kV Circuito sencillo - suspensión	84.235.000
N5L14	Torre metálica -Altura 500 a 2000 msnm- 230 kV Circuito sencillo - retención	122.700.000
N5L15	Poste metálico -Altura 500 a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - suspensión	96.321.000
N5L16	Poste metálico -Altura 500 a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - retención	146.332.000
N5L17	Poste concreto -Altura 500 a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - suspensión	56.218.000
N5L18	Poste concreto -Altura 500 a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - retención	72.045.000
N5L19	Torre metálica --Altura 500 a 2000 msnm- 230 kV Circuito doble - suspensión	131.422.000
N5L20	Torre metálica --Altura 500 a 2000 msnm- 230 kV Circuito doble - retención	150.802.000
N5L21	Poste metálico --Altura 500 a 2000 msnm-230kV Circuito doble - suspensión	149.784.000
N5L22	Poste metálico --Altura 500 a 2000 msnm-230kV Circuito doble - retención	213.414.000
N5L23	Poste metálico - -Altura 500 a 2000 msnm-230kV Cuatro circuitos - suspensión	205.698.000
N5L24	Poste metálico - -Altura 500 a 2000 msnm-230kV Cuatro circuitos - retención	287.419.000
N5L25	Torre metálica --Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Circuito sencillo - suspensión	84.622.000

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO (\$ Dic 15)
N5L26	Torre metálica --Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Circuito sencillo - retención	118.239.000
N5L27	Poste metálico --Altura mayor a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - suspensión	96.708.000
N5L28	Poste metálico --Altura mayor a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - retención	148.030.000
N5L29	Poste concreto - -Altura mayor a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - suspensión	56.605.000
N5L30	Poste concreto - -Altura mayor a 2000 msnm-230kV Circuito sencillo - retención	73.160.000
N5L31	Torre metálica --Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Circuito doble - suspensión	124.188.000
N5L32	Torre metálica --Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Circuito doble - retención	168.861.000
N5L33	Poste metálico -Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Circuito doble - suspensión	150.558.000
N5L34	Poste metálico -Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Circuito doble - retención	215.644.000
N5L35	Poste metálico --Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Cuatro circuitos - suspensión	207.246.000
N5L36	Poste metálico --Altura mayor a 2000 msnm- 230 kV Cuatro circuitos - retención	291.880.000
N5L37	Banco de ductos - Circuito sencillo	1.834.362.000
N5L38	Box-Culvert - Circuito sencillo	1.946.458.000
N5L39	Banco de ductos - Circuito doble	2.391.300.000
N5L40	Box-Culvert - Circuito doble	2.669.096.000
N5L41	km de conductor ACSR 1113 kcmil (hasta 1kA) 230kV	8.892.000
N5L42	km de conductor AAC 1600 kcmil (Mayor a 1 kA) 230kV	8.892.000
N5L43	km de conductor ACSR Canary 900 kcmil	53.059.000
N5L44	km de conductor ACSR Rail 954 kcmil	58.704.000
N5L45	km de conductor ACSR Cardinal 954 kcmil	64.251.000
N5L46	km de conductor ACSR Curlew 1033,5 kcmil	80.380.000
N5L47	km de conductor ACSR Parrot 1510,5 kcmil	65.809.000
N5L48	km de conductor ACSR Falcon 1590 kcmil	80.260.000
N5L49	km de conductor ACSR Kiwi 2167 kcmil	104.848.000
N5L50	km de conductor para línea subterránea - Sección transversal 1200 mm ²	416.562.000
N5L51	km de conductor para línea subterránea - Sección transversal 1800 mm ²	715.820.000
N5L52	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	4.069.000
N5L53	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	1.606.000
N5L54	km de cable de guarda STN	1.463.000
N5L55	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	9.706.000
N5L56	Fibra óptica tipo adosada	20.247.000

7.3 UC asociadas a sistemas de control

- La parte correspondiente de control y protección asociada a las bahías de línea y de transformación hacen parte de la UC de control.
- Se define el control de las subestaciones dependiendo del número de bahías que opera la subestación.
- Se define el valor de la estación de control maestra, de acuerdo con sus funcionalidades.

Tabla 14. UC de control, comunicaciones y protecciones en subestaciones

UC	Descripción	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
N6P1	Control y protección Bahía de Línea - 500 kV	177.108.000
N6P2	Control y protección Bahía de Transformador - 500 kV	167.417.000
N6P3	Control y protección Bahía de Acople o corte central - 500 kV	119.562.000

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

UC	Descripción	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
N6P4	Protección diferencial de Barras Tipo 1 - 500 kV	356.916.000
N6P5	Protección diferencial de Barras Tipo 2 - 500 kV	441.378.000
N6P6	Control y Protección del Transformador - 500 kV	120.407.000
N5P1	Control y protección Bahía de Línea -230 kV	172.659.000
N5P2	Control y protección Bahía de Transformador - 230 kV	163.527.000
N5P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - 230 kV	115.672.000
N5P4	Control y protección Bahía de Seccionamiento -230 kV	69.175.000
N5P5	Protección diferencial de Barras Tipo 1 y 2 - 230 kV	264.472.000
N5P6	Protección diferencial de Barras Tipo 3 y 4 - 230 kV	345.366.000
N5P7	Control y Protección del Transformador - 230 kV	101.558.000

Tabla 15. UC de control de subestaciones y estación maestra.

UC	Descripción	VALOR INSTALADO [\$ dic 2015]
NOP1	Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías)	96.573.000
NOP2	Control subestación Tipo 2 (3-4 Bahías)	166.508.000
NOP3	Control subestación Tipo 3 (5-8 Bahías)	326.672.000
NOP4	Control subestación Tipo 4 (9-12 Bahías)	476.150.000
NOP5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías)	590.168.000
NOP6	Centro de control tipo 1 (SCADA)	1.135.343.000
NOP7	Centro de control tipo 2 (SCADA+EMS Operativo)	3.998.432.000
NOP8	Centro de control tipo 2 (SCADA+DMS Operativo)	3.814.384.000
NOP9	Centro de control tipo 2 (SCADA+EMS + DMS Operativo)	6.353.320.000
NOP10	Centro de control tipo 3 (SCADA + EMS completa)	7.393.234.000
NOP11	Centro de control tipo 4 (SCADA+DMS Completo+OMS+CMS+GIS)	8.709.174.000
NOP12	Centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS+GIS)	11.559.333.000
NOP13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m ²)	2.680.000

7.4 Áreas reconocidas

Tabla 16. Subestaciones convencionales 500 kV

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m ²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²]	BAHÍA DE ACOPLE, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA O CORTE [m ²]	MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m ²]	MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m ²]
Doble Barra más Transferencia (DBT)	3.724	3.948	1.820	33.260	50.116
Interruptor y Medio (IM)	3.500	2.800	980	33.260	50.116
Doble Barra más By-Pass (DBB)	3.724	3.948	1.820	33.260	50.116

Tabla 13 Subestaciones convencionales 230 kV

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m ²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²]	BAHÍA DE ACOPLE, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA O CORTE [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 (BS)	613	749		1.432	1.672	1.912	2.392
Barra Ppal Y Transferencia (BPT)	877	989	880	4.215	5.958	7.700	11.185
Doble Barra (DB)	877	989	880	4.215	5.958	7.700	11.185

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m ²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²]	BAHÍA DE ACOPLE, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA O CORTE [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]
Doble Barra más Transferencia (DBT)	877	989	880	4.215	5.958	7.700	11.185
Doble Barra más By-Pass (DBB)	877	989	880	4.215	5.958	7.700	11.185
Interruptor y Medio (IM)	852	969	679	2.318	3.227	3.598	4.507
Anillo (AN)	640	840		2.270	3.342	3.550	4.622

Tabla 17. Subestaciones encapsuladas 230 kV

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m ²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²]	BAHÍA DE ACOPLE, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA O CORTE [m ²]	MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m ²]
Barra Sencilla (BS)	120	48		305
Doble Barra (DB)	160	80	80	900
Doble Barra más Transferencia (DBT)	160	80	80	900

Tabla 18. Componente para el edificio de control de las subestaciones

ÍTEM	ÁREA RECONOCIDA [m ²]
Área general S/E	75,00
Bahía – Abh	11,25

Tabla 19. Transformadores

ÍTEM	Área [m ²]
Bancos monofásicos	160

Tabla 20. Centros de control

ÍTEM	ÁREA RECONOCIDA [m ²]
Centro de control Tipo 1	500
Centro de control Tipo 2	410
Centro de control Tipo 3	220
Centro de control Tipo 4	130

7.5 Categorías de unidades constructivas

Para la clasificación de las UC establecidas en este capítulo, se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 21. Categorías de unidades constructivas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	VIDA ÚTIL
1	Transformadores de potencia	35
2	Compensaciones y FACTS	35
3	Bahías	35
4	Equipos de control y comunicaciones	10

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	VIDA ÚTIL
5	Equipos de subestación	35
6	Otros activos subestación	35
7	Centro de control	10
8	Líneas aéreas	45
9	Líneas subterráneas	45

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

CAPÍTULO 8. VALORACIÓN DE ACTIVOS EXISTENTES

Para la valoración de los activos construidos con anterioridad a la fecha de corte, que hacen parte de la BRA inicial, se utilizan las UC y los valores que se presentan en este capítulo.

8.1 Valor de las UC

8.1.1 Subestaciones

Para las subestaciones del STN se tienen en cuenta las siguientes configuraciones, cuyos códigos se utilizan en la definición de las unidades constructivas:

Tabla 22. Configuraciones existentes de subestaciones

Código	Descripción
BS	Barra Sencilla
BPT	Barra Principal y Transferencia
DB	Doble Barra
DBT	Doble Barra más Seccionador de Transferencia
DBB	Doble Barra más Seccionador de By- Pass
IM	Interruptor y Medio
AN	Anillo
EDB	Encapsulada Doble Barra
EDBT	Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia

Adicionalmente, dependiendo del número de bahías del STN ubicadas en cada subestación, se clasifican en dos tipos:

Tabla 23. Tipos existentes según el número de bahías

Tipo	Descripción
1	Subestaciones con 6 bahías del STN o menos
2	Subestaciones con más de 6 bahías del STN

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 24. UC existentes de subestaciones de 230 kV

UC	Descripción	Configuración	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
SE201	Bahía de Línea	BS	2 235 080	30
SE202	Bahía de Transformador	BS	1 694 181	30
SE203	Bahía de Línea	BPT	2 435 395	30
SE204	Bahía de Transformador	BPT	1 987 687	30
SE205	Bahía de Línea	DB	2 464 749	30
SE206	Bahía de Transformador	DB	1 908 239	30
SE207	Bahía de Línea	DBT	2 615 170	30
SE208	Bahía de Transformador	DBT	2 072 668	30
SE209	Bahía de Línea	DBB	2 675 374	30
SE210	Bahía de Transformador	DBB	2 133 273	30
SE211	Bahía de Línea	IM	2 569 253	30
SE212	Bahía de Transformador	IM	2 026 751	30
SE213	Bahía de Línea	AN	2 643 048	30
SE214	Bahía de Transformador	AN	2 193 975	30
SE215	Bahía de Línea	EDB	5 406 440	30
SE216	Bahía de Transformador	EDB	4 883 918	30
SE217	Bahía de Línea	EDBT	5 734 653	30
SE218	Bahía de Transformador	EDBT	5 212 131	30
SE219	Corte Central	IM	942 679	30
SE220	Bahía de Transferencia	BPT	1 086 544	30
SE221	Bahía de Transferencia	DBT	1 339 430	30
SE222	Bahía de Acople	DB y DBT	1 364 490	30
SE223	Bahía de Acople	DBB	1 395 317	30
SE224	Bahía de Acople	EDB y EDBT	2 920 330	30
SE225	Bahía de Seccionamiento	DB	1 243 434	30
SE226	Bahía de Seccionamiento	DBT	1 243 329	30
SE227	Bahía de Seccionamiento	DBB	1 259 664	30
SE228	Bahía de Seccionamiento	EDB y EDBT	627 388	30
SE229	Módulo de Barraje - Tipo 1	BS	290 354	30
SE230	Módulo de Barraje - Tipo 1	BPT, DB y DBB	600 573	30
SE231	Módulo de Barraje - Tipo 1	DBT	401 005	30
SE232	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	457 662	30
SE233	Módulo de Barraje - Tipo 1	EDB y EDBT	1 180 657	30
SE234	Módulo de Barraje - Tipo 2	BPT	1 075 826	30
SE235	Módulo de Barraje - Tipo 2	DB y DBB	1 114 544	30
SE236	Módulo de Barraje - Tipo 2	DBT	589 342	30
SE237	Módulo de Barraje - Tipo 2	IM	623 472	30
SE238	Módulo de Barraje - Tipo 2	EDB y EDBT	2 361 313	30
SE239	Diferencial de Barras - Tipo 1	BS	356 539	10
SE240	Diferencial de Barras - Tipo 1	Todas, excepto BS y AN	713 079	10
SE241	Diferencial de Barras - Tipo 2	Todas, excepto BS y AN	1 069 618	10
SE242	Módulo Común - Tipo 1	Todas	4 912 136	30
SE243	Módulo Común - Tipo 2	Todas, excepto BS	5 388 038	30

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 25. UC existentes de subestaciones de 500 kV

UC	Descripción	Configuración	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
SE501	Bahía de Línea	DBT	6 427 761	30
SE502	Bahía de Transformador	DBT	5 294 340	30
SE503	Bahía de Línea	IM	6 284 579	30
SE504	Bahía de Transformador	IM	4 972 599	30
SE505	Corte Central	IM	4 083 981	30
SE506	Bahía de Acople	DBT	3 953 457	30
SE507	Módulo de Barraje - Tipo 1	DBT	1 325 933	30
SE508	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	1 819 645	30
SE509	Módulo de Barraje - Tipo 2	DBT	1 834 714	30
SE510	Módulo de Barraje - Tipo 2	IM	2 881 856	30
SE511	Diferencial de Barras - Tipo 1	DBT e IM	713 079	10
SE512	Diferencial de Barras - Tipo 2	DBT e IM	1 069 618	10
SE513	Módulo Común - Tipo 1	DBT e IM	5 664 782	30
SE514	Módulo Común - Tipo 2	DBT e IM	6 131 031	30

Tabla 26. UC existentes de transformadores

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
ATR01	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	18 003 884	30
ATR02	Autotransformador Monofásico de Reserva, 500/230 kV, 150 MVA	5 129 692	30

8.1.2 UC de compensación

Tabla 27. UC existentes de compensación para 230 kV

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CP201	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAr - Int. y Medio	1 944 609	30
CP202	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAr - Int. y Medio	3 991 482	30
CP203	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAr - Anillo	1 817 545	30
CP204	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAr - Anillo	3 427 673	30
CP205	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAr - Barra Ppal + T	1 874 503	30
CP206	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAr - Barra Ppal + T	2 916 439	30
CP207	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAr - Doble Barra + T	1 923 135	30
CP208	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAr - Doble Barra + T	2 916 439	30
CP209	Bahía de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAr - Barra Ppal + T	1 955 337	30
CP210	Módulo de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAr - Barra Ppal + T	2 802 432	30
CP211	Bahía más Módulo de Compensación Serie 3x22 MVAr	10 983 888	30

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 28. UC existentes de compensación para 500 kV

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CP501	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAr	1 957 934	30
CP502	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAr	4 287 415	30
CP503	Bahía de Compensación Reactiva Fija 28 MVAr con reactor de neutro	546 111	30
CP504	Módulo de Compensación Reactiva Fija 28 MVAr con reactor de neutro	6 116 464	30
CP505	Bahía de Compensación Estática Reactiva	5 023 585	30
CP506	Módulo de Compensación Estática Reactiva	104 109 690	30

Tabla 29. UC existentes de bancos de reactores

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
REA01	Banco Reactores para Terciario de Autotransformador (34,5 kV)	2 736 603	30

Tabla 30. UC existentes de control de tensión y reactivos

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
VQC01	Sistemas VQ Compensación Estática	5 105 079	10
VQC02	Sistemas VQ Subestaciones 500/230 kV	543 226	10
VQC03	Sistemas VQ Subestaciones 230 kV	442 762	10

8.1.3 Centros de supervisión y maniobra

Los centros de supervisión y maniobra (CSM) se clasifican de acuerdo con el número de señales que manejan. Este número de señales se estimará a partir de los activos reportados por cada TN, teniendo en cuenta los valores mostrados en la Tabla 31.

Tabla 31. Señales existentes por UC

Unidad Constructiva	Configuración	Señales
Bahía de Línea	Todas, excepto IM y AN	108
Bahía de Línea	IM y AN	162
Bahía de Transformador	Todas, excepto IM y AN	160
Bahía de Transformador	IM y AN	240
Bahías de Acople o Transferencia		108

A partir del número de señales estimadas, los CSM se clasifican en diferentes tipos como se muestra en la Tabla 32.

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Tabla 32. Tipos existentes de CSM

Tipo	Señales
1	Hasta 5.000
2	Desde 5.001 hasta 15.000
3	Desde 15.001 hasta 50.000
4	Más de 50.000

Tabla 33. UC existentes de los centros de supervisión y maniobra

UC	Descripción	Tipo	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CC101	SCADA	1	520 514	10
CC102	Sistema de Información Geográfico: GIS	1	55 230	10
CC103	Sistema de Manejo de Energía: EMS	1	158 324	10
CC104	Enlace ICCP	1	8 640	10
CC105	Sistema de Comunicaciones	1	82 514	10
CC106	Edificio de Control	1	726 573	30
CC201	SCADA	2	943 050	10
CC202	Sistema de Información Geográfico: GIS	2	279 893	10
CC203	Sistema de Manejo de Energía: EMS	2	610 371	10
CC204	Enlace ICCP	2	33 309	10
CC205	Sistema de Comunicaciones	2	318 107	10
CC206	Edificio de Control	2	855 810	30
CC301	SCADA	3	5 821 803	10
CC302	Sistema de Información Geográfico: GIS	3	1 169 954	10
CC303	Sistema de Manejo de Energía: EMS	3	1 770 806	10
CC304	Enlace ICCP	3	96 635	10
CC305	Sistema de Comunicaciones	3	922 892	10
CC306	Edificio de Control	3	1 155 354	30
CC401	SCADA	4	11 151 231	10
CC402	Sistema de Información Geográfico: GIS	4	2 043 067	10
CC403	Sistema de Manejo de Energía: EMS	4	3 391 848	10
CC404	Enlace ICCP	4	185 097	10
CC405	Sistema de Comunicaciones	4	1 138 110	10
CC406	Edificio de Control	4	1 123 227	30

8.1.4 Líneas de transmisión

Las UC para Líneas de Transmisión están definidas en “km de línea” y se clasifican en tres niveles dependiendo de la altura sobre el nivel del mar donde están ubicadas, como se definen en la Tabla 34.

Tabla 34. Niveles para UC de líneas

Nivel	Altura sobre el nivel del mar
1	Hasta 500 m
2	Desde 500 m hasta 2.000 m
3	Más de 2.000 m

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Tabla 35. UC existentes de líneas de 230 kV

UC	Descripción	Nivel	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
LI211	km de línea, 1 circuito	1	285.994	40
LI212	km de línea, 2 circuitos	1	421.565	40
LI213	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	1	617.042	40
LI221	km de línea, 1 circuito	2	300.396	40
LI222	km de línea, 2 circuitos	2	453.582	40
LI223	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	2	617.042	40
LI231	km de línea, 1 circuito	3	338.089	40
LI232	km de línea, 2 circuitos	3	492.049	40
LI233	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	3	617.042	40

Tabla 36. UC existentes de líneas de 500 kV

UC	Descripción	Nivel	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	583.314	40
LI521	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	2	637.274	40

8.2 Áreas típicas de las UC de subestaciones

Tabla 37. Áreas existentes de subestaciones de 230 kV

Áreas en m ²	Unidad Constructiva								
	Configuración	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía Acople o Transferencia	Bahía Seccionamiento	Módulo Barras Tipo 1	Módulo Barras Tipo 2	Módulo Común
Barra Sencilla (BS)	980	980				980	1200		2800
Barra Principal y Transferencia (BPT)	1050	1050			1050	1050	1800	3600	3300
Doble Barra (DB)	1050	1050			1050	1050	1800	3600	3300
Doble Barra más Transferencia (DBT)	1050	1050			1050	1050	1800	3600	3300
Doble Barra más By-Pass (DBB)	1050	1050			1050	1050	1800	3600	3700
Interruptor y Medio (IM)	600	600	450				1800	3600	4000
Anillo (AN)	900	900							4000
Encapsulada Doble Barra (EDB)	160	80			80	80			900
Encapsulada Doble Barra más Transferencia (EDBT)	160	80			80	80			900



Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Tabla 38. Áreas existentes de subestaciones de 500 kV

Áreas en m ²	Unidad Constructiva								
	Configuración	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía Acople o Transferencia	Bahía Seccionamiento	Módulo Barras Tipo 1	Módulo Barras Tipo 2	Módulo Común
Doble Barra más Transferencia (DBT)	2400	3000			2700	2100	6750	13500	6500
Interruptor y Medio (IM)	1650	1800	950				7800	15600	6500

Tabla 39. Áreas existentes de compensación y transformación

Áreas en m ²	kV	Bahía	Módulo
Compensación Serie 3x22 MVAr Bahía + Módulo	230		750
Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAr - Int. y Medio	230	880	320
Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAr - Anillo	230	1140	520
Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAr - Barra Ppal + T	230	1050	250
Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAr - Doble Barra + T	230	1050	520
Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAr - Barra Ppal + T	230	1050	250
Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAr	500	650	370
Compensación Reactiva Fija 28 MVAr con reactor de neutro	500	650	440
Compensación Estática Reactiva	500	600	2500
Banco Reactores para Terciario Autotransformador	34,5		220
Autotransformador Monofásico	500 / 230		225

8.3 Categorías de unidades constructivas

Para la clasificación de las UC establecidas en este capítulo, se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 40. Categorías de unidades constructivas existentes

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	VIDA ÚTIL
1	Transformadores de potencia	30
3	Bahías	30
4	Equipos de control y comunicaciones	10
5	Equipos de subestación	30
6	Otros activos subestación	30
7	Centro de control	10
8	Líneas aéreas	40
9	Líneas subterráneas	40

Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CAPÍTULO 9. CARGOS HORARIOS

Los cargos por uso monomios horarios del STN, con diferenciación horaria por período de carga, que serán facturados por el LAC a los comercializadores del SIN que atienden usuarios finales, los calculará mensualmente el LAC a partir del cargo por uso monomio del STN, utilizando las siguientes variables:

H_x : número de horas asociado al período de carga máxima

H_d : número de horas asociado al período de carga media

H_n : número de horas asociado al período de carga mínima.

$P_{i,m}$: potencia promedio para la hora i durante el mes m , correspondiente a los consumos horarios nacionales de todos los usuarios finales.

$P_{x,m}$, $P_{d,m}$ y $P_{n,m}$: potencias resultantes de promediar las potencias ($P_{i,m}$) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga para el mes m .

T_m : Cargo por uso monomio del STN, para el mes m . (\$/kWh).

$T_{x,m}$: Cargo por uso monomio horario para el período de carga máxima del STN, para el mes m . (\$/kWh).

$T_{d,m}$: Cargo por uso monomio horario para el período de carga media del STN, para el mes m . (\$/kWh).

$T_{n,m}$: Cargo por uso monomio horario para el período de carga mínima del STN, para el mes m . (\$/kWh).

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima ($P_{i,m}$) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, los cargos por uso monomios horarios para el mes m : $T_{x,m}$, $T_{d,m}$ y $T_{n,m}$ se calculan resolviendo el siguiente sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$H_{x,m} * P_{x,m} * T_{x,m} + H_{d,m} * P_{d,m} * T_{d,m} + H_{n,m} * P_{n,m} * T_{n,m} = T_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m}$$

$$\frac{T_{x,m}}{T_{n,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{n,m}} \quad \text{y} \quad \frac{T_{x,m}}{T_{d,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{d,m}}$$

Rutty Paola Ortiz J
RUTTY PAOLA ORTIZ JARA

Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente

7/11/16
GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo