



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 110 DE 2007

(17 DIC. 2007)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

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 2696 de 2004.

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución CREG 007 de 2005, la Comisión puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, en el siguiente periodo tarifario, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994 y 11 del Decreto 2696 de 2004;

Que conforme a lo dispuesto por el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, “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”;

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 127 de la Ley 142 de 1994 y del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión publicó en su página Web, el 11 de marzo de 2005, la Resolución CREG 007 de 2005, mediante la cual se puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuaría el estudio para determinar las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica; con el propósito de recibir observaciones o sugerencias sobre la propuesta;

Que a la anterior invitación respondieron las siguientes entidades dentro del plazo previsto y con las comunicaciones radicadas en la CREG con los números indicados: ANDI E-2005-004017, ISAGEN E-2005-004205, ISA E-2005-004361,

AL

5

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

ANDESCO E-2005-004380, TRANSELCA E-2005-004384, EPM E-2005-004403, EEB E-2005-004455, EPSA E-2005-004477, CAPT E-2005-004504, ACOGEN E-2005-004572;

Que para la revisión de las Unidades Constructivas se contrató la "Asesoría para la Valoración de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia", con la firma HMV Ingenieros, y el documento final fue publicado en la página Web de la CREG con la circular 036 del 1 de septiembre de 2006, mediante la cual se invitó a los agentes e interesados a enviar sus comentarios al respecto;

Que a la anterior invitación respondieron las siguientes entidades dentro del plazo previsto y con las comunicaciones radicadas en la CREG con los números indicados: XM E-2006-006883, ASOCODIS E-2006-007012, ISA E-2006-007034, Electrocosta-Electricaribe E-2006-007035, EEB E-2006-007036, CNO E-2006-007038, TRANSELCA E-2006-007040, EPM E-2006-007041 y EPSA E-2006-007067;

Que para la revisión de los gastos de administración, operación y mantenimiento, en el marco del Convenio COLCIENCIAS - CREG se contrató el estudio "Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica", con la Universidad de Los Andes el cual, en la parte correspondiente a la actividad de Transmisión, se publicó en la página Web de la CREG mediante la circular 002 del 17 de enero de 2007, donde se invitaba a los agentes e interesados a enviar sus comentarios al respecto;

Que a la anterior invitación respondieron las siguientes entidades dentro del plazo previsto y con las comunicaciones radicadas en la CREG con los números indicados: ANDESCO E-2007-000871, CNO E-2007-000875, EPSA E-2007-000877, EEB E-2007-000878, EPM E-2007-000879, ISA E-2007-000882, TRANSELCA E-2007-000907 y CODENSA E-2007-000925;

Que los comentarios recibidos en la CREG fueron considerados para la expedición de la presente resolución y su respectivo análisis se presenta en el documento CREG 094 de 2007;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 354 del 17 de diciembre de 2007, acordó expedir esta resolución;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Objeto. Hágase público el proyecto de resolución "por la cual se establecen las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional".

ARTÍCULO 2°. Presentación de comentarios, observaciones y sugerencias. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las Autoridades Locales Municipales y Departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos



5

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.


Domiciliarios y a los demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre las propuestas contenidas en el proyecto de resolución adjunto y en la Resolución CREG 098 de 2007 y participen en las consultas públicas que se llevarán a cabo conforme a lo previsto en el Artículo 11, numeral 11.5 del Decreto 2696 de 2004.

ARTÍCULO 3°. Información. Infórmese en la página Web la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás aspectos previstos en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

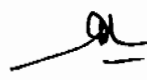
ARTÍCULO 4°. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., 17 DIC. 2007


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


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se establecen las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión 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 y 2253 de 1994

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 20 de la Ley 143 de 1994 estableció que en relación con el sector energético, la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio;

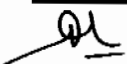
Que de acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, literales c) y d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología de cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas;

Que el Artículo 23, literal n), de la Ley 143 de 1994 estableció 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;

Que según lo establecido en el Artículo 73.22 de la Ley 142 de 1994, le corresponde a la CREG “establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo con las reglas de esta ley”;

Que el Artículo 91 de la Ley 142 de 1994, determina que para establecer las fórmulas tarifarias “...se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio”;

Que mediante la Resolución CREG 103 de 2000, vigente desde el 28 de diciembre del mismo año, se estableció la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), aplicable a partir del primero (1o.) de enero de 2001. De acuerdo con el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, tendría vigencia de cinco años, contados a partir de esta última fecha; al cabo de los cuales continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas;



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

RESUELVE:

CAPÍTULO I. GENERALES

Artículo 1°. Objeto. Mediante la presente resolución se adopta la metodología, fórmulas y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Artículo 2°. Ámbito de Aplicación. Esta Resolución aplica a todos los agentes económicos que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

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:

Activos de Conexión. Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional. Los Activos de Conexión al STN se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios respectivos del activo de conexión.

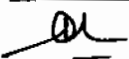
Activos de Uso del STN. Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

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 de Transmisión 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.

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



7

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Activos nuevos, ésta será declarada con anterioridad a la entrada en operación comercial de los mismos.

Cargo por Uso Monomio. Cargo monomio por unidad de energía, expresado en \$/kWh.

Cargos por Uso Monomios Horarios. Cargos por Uso por unidad de energía, expresados en \$/kWh y diferenciados para cada uno de los Períodos de Carga.

Centro de Supervisión y Maniobra. Centros a través de los cuales 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, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los Acuerdos del CNO.

Conexión Profunda: Activos de Uso del STN cuya construcción se requeriría para responder favorablemente a una solicitud de conexión de un Usuario al STN.

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, 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.

Consignación. Es el procedimiento mediante el cual se solicita, se estudia y se autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella.

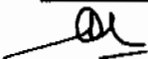
Costo de Reposición de un Activo. Es el costo de renovar el activo actualmente en servicio, con otro equivalente, que cumpla como mínimo las mismas funciones y los mismos o mayores estándares de calidad y servicio, valorado a precios eficientes de mercado.

Costo Unitario por Unidad Constructiva. Valor unitario de una Unidad Constructiva, (\$/Unidad Constructiva), establecido en esta Resolución, de acuerdo con precios del mercado, para remunerar los activos del Sistema de Transmisión Nacional.

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

Elementos Técnicos. Son los equipos y/o materiales que conforman las Unidades Constructivas.

Evento. Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso del STN y que ocurre de manera programada o no programada.



3

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Factor de Instalación (FI). Factor multiplicador aplicable al costo FOB de una Unidad Constructiva, que involucra todos aquellos costos y gastos adicionales en que se incurre para la puesta en servicio o puesta en operación de la Unidad Constructiva correspondiente. Se expresa en porcentaje del costo FOB.

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

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

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

Mes, Mes Calendario o Mes Completo. Para los efectos de esta resolución, se entiende por mes o 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.

Módulo de Compensación: Es el conjunto conformado por los equipos de compensación capacitiva o reactiva y los equipos asociados que se conectan a las bahías de compensación. Sin embargo, en el ANEXO 2 de esta Resolución se incluye una Unidad Constructiva donde la bahía y el módulo de compensación forman una sola unidad.

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.

Producer Price Index (PPI). Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).

Servicio de Conexión al STN. Es el servicio de acceso al STN que presta el propietario de un Activo de Conexión, que se rige por el Contrato de Conexión que acuerdan y firman las partes.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y equipos 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.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

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.

Trabajos de Expansión. Son aquellos proyectos contenidos en el Plan de Expansión elaborado por la UPME y/o los trabajos necesarios para la entrada en operación comercial de estos Activos de Conexión al STN o de Uso del STN.

Transmisión de Energía Eléctrica. Es la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión y en la operación, mantenimiento y expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Transmisor Nacional (TN). Persona jurídica que realiza la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

Transportador. Con este término se denomina genéricamente en esta resolución a: los Transmisores Nacionales, los propietarios de Activos de Uso del STN, los Operadores de Red, o los propietarios de Activos de Uso de STR's y/o SDL's.

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.

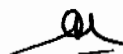
Usuario o Usuario del STN. Se refiere a quienes están conectados al Sistema de Transmisión Nacional: un generador, un Operador de Red, un Usuario Final o varios de éstos.

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

CAPÍTULO II. METODOLOGÍA

Artículo 4°. Metodología de Remuneración. La actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional se remunerará con la metodología de ingreso regulado. Los Activos de Uso que no se hayan construido por inversionistas seleccionados a través de los procesos de libre competencia regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, y los activos correspondientes a las ampliaciones que se construyan en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 6 de dicha Resolución se remunerarán de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución.

Artículo 5°. Determinación de los activos remunerables. La CREG aprobará mediante Resolución la base de activos a remunerar a cada uno de los Transmisores Nacionales, para lo cual cada empresa deberá reportar a la CREG, durante el primer mes de vigencia de esta Resolución, su inventario de activos, discriminando los que se encuentran en operación, los que están



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

indisponibles y la causa de indisponibilidad, clasificados por Unidad Constructiva, informando si el Transmisor Nacional opera el activo en forma parcial o total.

Con la base de activos definida por la CREG el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a los Transmisores Nacionales, con la metodología definida en esta Resolución y aplicando lo establecido en el Artículo 16° y el ANEXO 3 de esta Resolución.

Artículo 6°. Remuneración de nuevos Activos de Uso que sustituyan a otros en uso. 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: i) Que el Transmisor Nacional que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica su ejecución ii) Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normatividad vigente, recomiende en el Plan de Expansión la ejecución de dicho activo iii) Que el Transmisor Nacional solicite a la CREG la remuneración de este activo iv) Que la CREG, una vez el activo entre en operación, expida la Resolución mediante la cual aprueba su remuneración.

Parágrafo: La reposición de los activos es responsabilidad de sus propietarios o de los Transmisores Nacionales que los representen; con este propósito el Transmisor Nacional deberá presentar a la UPME un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos. En ningún caso las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva podrán limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponderá al Transmisor Nacional ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso.

Artículo 7°. Ingreso Anual. El Ingreso Anual de cada Transportador, IAT, correspondiente a los activos de que trata el Artículo 4° de esta Resolución, se calculará de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2 del ANEXO 1 de la presente Resolución.

El IAT aplicable en términos reales solo se ajustará si la CREG llegare a modificar los valores de las Unidades Constructivas o cuando, en cumplimiento de la regulación vigente, ingresen nuevos Activos de Uso por ampliaciones o sustituciones de acuerdo con lo establecido en los Artículos 4° y 6° de la presente Resolución.

Parágrafo. La remuneración de los terrenos que hacen parte de las Unidades Constructivas de subestaciones se pagará con base en la última evidencia de valor catastral entregada al LAC, donde se pueda determinar el valor por metro cuadrado.

Artículo 8°. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento. El reconocimiento de los AOM se hará en forma diferente para cada Transmisor

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Nacional, de acuerdo con la información anual que reporte cada uno para este efecto, según lo establecido en el numeral 1.1 del ANEXO 1 de esta Resolución.

Parágrafo 1°. El diseño de los formatos para la recolección de la información de que trata este Artículo será el establecido por la CREG, antes de la entrada en vigencia de esta Resolución.

Parágrafo 2°. En cualquier momento durante el periodo tarifario, la CREG podrá realizar auditorías a las empresas con respecto a la información solicitada. Si la auditoría no da su concepto favorable sobre la información entregada por las empresas, ésta se considerará como no entregada y tendrá los efectos previstos en el literal e) del numeral 1.1 del ANEXO 1 de la presente Resolución.

Artículo 9°. 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 106 de 2006 o las que la modifiquen, adicionen o sustituyan, cuando sea necesario ejecutar proyectos de expansión de activos remunerados a través de cargos por uso y la UPME encuentre que, según los criterios establecidos en la normatividad vigente, los beneficios del proyecto de expansión son inferiores a los costos, ésta podrá recomendar la ejecución del proyecto a través de los procesos de selección regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, siempre y cuando el agente solicitante se comprometa a pagar el porcentaje del costo del proyecto que permite que la relación Beneficio/Costo sea superior a 1 y el agente cumpla con los requisitos de garantías y remuneración que se establecerán en resolución aparte.

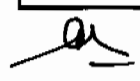
Artículo 10°. Cargos por Uso del STN. La remuneración del STN se facturará a los Comercializadores, en proporción a su demanda, mediante los Cargos por Uso del STN determinados como se establece en el numeral 1.5 del ANEXO 1 de la presente Resolución.

Parágrafo. El Cargo por Uso del Sistema de Transmisión Nacional para las demandas de energía de Usuarios No Regulados, referidas al STN, se liquidará con los Cargos por Uso Monomios Horarios y para la energía facturada a Usuarios Regulados se aplicarán los Cargos por Uso Monomios.

CAPÍTULO III. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Artículo 11°. Unidades Constructivas. La totalidad de Activos de Uso del STN se clasificará, directamente o por asimilación, en las Unidades Constructivas que se establecen en el ANEXO 2 de esta Resolución, con sus respectivos costos unitarios. Durante el periodo tarifario regido por esta Resolución no se admitirán Unidades Constructivas diferentes a las aquí establecidas.

Artículo 12°. Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones -ATUCS-. El costo por concepto de terrenos, para efectos de lo



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

previsto en el Artículo 7° de la presente Resolución, se determinará aplicando las ATUCS que se establecen en el numeral 2.2 del ANEXO 2 de esta Resolución.

CAPÍTULO IV. CALIDAD

Artículo 13°. Responsabilidad por la Calidad de la Potencia en el STN. El Centro Nacional de Despacho, 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 o sustituyan.

Los Transmisores Nacionales y los usuarios conectados al STN serán los responsables de mantener la calidad de la forma de onda y el balance de las tensiones de fase.

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 Transmisor Nacional 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 Transmisor Nacional deberá proceder a la desconexión del STN del Usuario respectivo.

Parágrafo. El Transmisor Nacional 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 Transmisor Nacional deberá proceder inmediatamente a la desconexión del equipo causante de la deficiencia o en su defecto de la carga del Usuario respectivo.

En todo caso, los plazos mencionados no exonerarán al Transmisor Nacional 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. Cuando el Transmisor Nacional deba indemnizar a un Usuario y dicho perjuicio tenga como origen una deficiencia en la calidad de la potencia suministrada, causada por la carga de otro Usuario conectado al STN a través de sus activos, el Transmisor Nacional podrá repetir contra éste último, de acuerdo con las normas generales sobre responsabilidad civil.

Para efectos de determinar la fuente de las distorsiones o fluctuaciones, el CND podrá solicitar la instalación de los equipos que considere necesarios en la red o en las Fronteras y/o equipos de medición del Usuario, para registrar variables

f

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

como corrientes y tensiones, y podrá exigir el diseño de medidas remediales que técnicamente sigan las normas y buenas prácticas de ingeniería.

Artículo 14°. Responsabilidad por la Calidad del Servicio en el STN. La continuidad en la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN, dentro de niveles de calidad establecidos en el ANEXO 3 de esta Resolución, será responsabilidad de los Transmisores Nacionales.

Artículo 15°. Medición de la Calidad del Servicio en el STN. La calidad de la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN se medirá con base en indicadores de Disponibilidad aplicables a los Activos del STN de acuerdo con lo establecido en el ANEXO 3 de esta Resolución.

Parágrafo. El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta de Reglamento para el reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información de que trata el numeral 3.1 del ANEXO 3 de la presente Resolución, a más tardar dentro de los dos (2) meses siguientes a la vigencia de la presente Resolución.

Artículo 16°. Compensaciones por incumplimiento en la calidad del servicio. Sin perjuicio de la responsabilidad que pueda tener el Transmisor Nacional por los daños y perjuicios causados a usuarios o terceros, el incumplimiento de la calidad definida en esta Resolución dará lugar a la aplicación de compensaciones al Transmisor Nacional, a favor de los usuarios, de conformidad con lo establecido en el numeral 3.7 del ANEXO 3 de la presente Resolución.

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

La compensación se aplicará disminuyendo el Ingreso Mensual que le corresponde a cada Transmisor Nacional en un valor igual al de las respectivas compensaciones. Para tal efecto, el LAC calculará mensualmente las compensaciones que deberán ser asumidas por el Transportador que representa los activos, conforme a lo previsto en el numeral 3.7 del ANEXO 3 de la presente Resolución.

Los valores correspondientes a las compensaciones aplicadas a los Transmisores Nacionales serán asignados, mensualmente, para reducir el monto total que deba ser recaudado por concepto de Cargos por Uso del STN aplicable a los Comercializadores del SIN.

Parágrafo 1°. Los propietarios de los proyectos de expansión ejecutados como resultado de procesos de selección regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan, al momento de



5

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

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 el valor aprobado en esta Resolución para cada una de las Unidades Constructivas reportadas y se descontarán del ingreso mensual del transportador.

Parágrafo 2°. Para iniciar la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución se estimarán las Horas Acumuladas de Indisponibilidad de cada activo del STN, para cada uno de los once meses anteriores al mes de inicio, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.4 del ANEXO 3.

Parágrafo 3°. Cuando, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.9 del ANEXO 3 de esta Resolución, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios tome posesión de un Transmisor Nacional no se aplicarán, durante los doce (12) meses siguientes a la toma, las compensaciones de calidad reguladas en esta Resolución. Una vez vencido este plazo, regirán nuevamente las compensaciones aquí dispuestas.

Artículo 17°. Procedimiento para los Mantenimientos Mayores. Los Mantenimientos Mayores deberán ajustarse a los procedimientos vigentes para definir el programa semestral de mantenimiento de Activos de Uso del STN y al Reglamento para el reporte de eventos, donde se especificará el máximo número de días consecutivos a utilizar para este mantenimiento y la duración mínima de cada indisponibilidad reportada por esta causa.

Parágrafo: El plazo de seis (6) años para los Mantenimientos Mayores se contará desde el 1 de enero de 2006, dado que el plazo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000 para estos mismos eventos finalizó el 31 de diciembre de 2005. Durante este plazo, el tiempo máximo reconocido sin afectar la Indisponibilidad de los activos de que trata la presente Resolución, será de noventa y seis (96) horas.

Artículo 18°. 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. En caso de que un agente no efectúe tales notificaciones en los plazos señalados, se ajustará el número Máximo de Horas Anuales de Indisponibilidad del Activo correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.3 del ANEXO 3 de la presente Resolución.

Artículo 19°. Cronograma de Aplicación. Para los primeros tres meses desde la entrada en vigencia de la presente Resolución se aplicará lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000. A partir del cuarto mes de la entrada en vigencia de la presente Resolución, el CND y el LAC aplicarán de manera integral los procedimientos para el cálculo de los indicadores de calidad y las compensaciones establecidos en esta Resolución.




Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.


CAPÍTULO V. OTRAS DISPOSICIONES

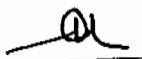
Artículo 20°. Aplicación de los nuevos cargos. La metodología para determinar los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional se empezará a aplicar a partir del mes calendario siguiente a la aprobación por parte de la CREG de la base de activos de cada Transmisor Nacional.

Artículo 21°. Vigencia. La Resolución que finalmente se adopte regirá a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las normas que le sean contrarias.

Firma del Proyecto


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


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

ANEXO 1. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DEL STN

Para remunerar los activos del Sistema de Transmisión Nacional se aplicará la metodología de Ingreso Regulado. Para la aplicación de esta metodología a los Activos de Uso diferentes a los construidos mediante procesos regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, se tendrá en cuenta i) las Unidades Constructivas valoradas a costo eficiente de reposición; ii) el reconocimiento de Activos No Eléctricos y de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento; y iii) el reconocimiento de terrenos para las unidades constructivas de subestaciones.

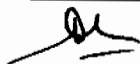
A continuación se establece la metodología para obtener el valor de gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) a reconocer a cada empresa, las fórmulas para el cálculo del Ingreso aplicable a los activos existentes, el procedimiento para la liquidación y pago mensual del Ingreso y las fórmulas para el cálculo de los Cargos por Uso del STN.

1.1 Gastos de Administración Operación y Mantenimiento

Los gastos de administración, operación y mantenimiento incluyen los egresos destinados a la operación, mantenimiento y administración de los activos de transmisión. Asimismo, están incluidos los gastos por concepto: i) de seguros de edificios e instalaciones, ii) de los costos de operación y mantenimiento: de los vehículos, de los equipos de mantenimiento, de los talleres, de las herramientas y de los instrumentos necesarios para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento, y iii) de los costos y gastos de oficinas y edificaciones destinadas a la administración, operación y mantenimiento. Adicionalmente se incluyen los impuestos y contribuciones a cargo de los transportadores, excluidos el impuesto de renta y la contribución al FAER, y en el caso específico de ISA también se incluyen las transferencias que ISA realiza a la UPME, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 14 de la Ley 143 de 1994.

El valor de los gastos de AOM se establece para cada empresa como un porcentaje del valor de reposición de sus activos, de acuerdo con la siguiente metodología:

- a) Se fija como valor de AOM un porcentaje de referencia del 2.9% del Costo de Reposición del Activo Eléctrico, CRE.
- b) Se establece como límite superior del porcentaje de AOM a reconocer un valor de 3.3% del CRE y como límite mínimo inferior el 2.5% del CRE. El límite inferior se calcula para cada empresa reconociendo un porcentaje adicional igual a 0.4%, multiplicado por la proporción que representa el valor de los activos de cada empresa que se encuentren en ambientes corrosivos frente al valor total de sus activos.
- c) En el mes de marzo de cada año, las empresas de Transmisión deben enviar a la CREG la información extractada del Plan Único de Cuentas -PUC-, a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior,



5

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

debidamente certificada por el representante legal y el revisor fiscal, donde se separe de las cuentas de AOM la parte correspondiente a reposición y se informen las inversiones realizadas tanto en activos nuevos como en reposición. En el reporte se deben mostrar los gastos correspondientes a la actividad de transmisión, indicando, en particular, los asociados a los Activos de Uso.

- d) Cuando el valor de AOM demostrado por una empresa, durante cualquier año del periodo tarifario, sea superior o inferior al valor reconocido, se ajustará el porcentaje de AOM reconocido con la mitad de la diferencia entre el valor reconocido y el demostrado, considerando los límites establecidos en el literal b) anterior.
- e) Cuando la empresa no entregue la información de AOM solicitada, el porcentaje de AOM reconocido se disminuirá en un 0.1% por cada año de no entrega de información. La información suministrada por las empresas que no corresponda con la solicitada se considerará como no entregada.
- f) Los ajustes a los porcentajes de AOM se aplicarán a partir del mes de mayo de cada año.

1.2 Cálculo del Ingreso Anual

El Ingreso Anual para cada Transmisor Nacional j, aplicable a los activos diferentes a los construidos mediante procesos de libre concurrencia, se calculará de la siguiente forma:

$$CRE_{a,j} = \sum_{k=1}^{aj} (UC_k * CU_{UC}) * \frac{IPP_{dic-1}}{IPP_0}$$

$$CAET_{a,j} = \%R * \sum_{k=1}^{aj} (ATUC_k * VCT_s)$$

$$CAEA_{a,j} = \sum_{k=1}^{aj} \left(UC_k * CU_{UC} * \frac{TR}{1 - (1+TR)^{-U_k}} \right) * \frac{IPP_{dic-1}}{IPP_0}$$

$$IAT_{a,j} = CAEA_{a,j} + \%ANE * CAEA_{a,j} + \%AOM_j * CRE_{a,j} + CAET_{a,j}$$

Donde:

- CRE_{a,j}: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del Transportador j, para el año a. (\$)
- UC_k: Cantidad de Unidades Constructivas que constituyen el activo k. (número real)
- CU_{UC}: Costo Unitario de cada Unidad Constructiva UC. (\$ del mes para el cual se definieron los valores de las Unidades Constructivas)
- CAET_{a,j}: Costo Anual Equivalente de los Terrenos, corresponderá a la remuneración que recibirá en el año a, el Transportador j. (\$)




Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

- %R: 5.0%¹. Valor igual al costo real de deuda incluido en la Tasa de Retorno. (porcentaje)
- ATUC_k: Área Típica de la Unidad Constructiva k, establecida en el ANEXO 2 de esta Resolución. (m²)
- VCT_s: Valor Catastral del metro cuadrado de Terreno de la subestación s, donde está ubicada la Unidad Constructiva k, tomado de la última evidencia de valor catastral entregada al LAC, donde se pueda determinar el valor por metro cuadrado. (\$/m²)
- CAEA_{aj}: Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico valorado a Costo de Reposición, aplicando los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas establecidos en el ANEXO 2 de esta Resolución. (\$)
- VU_k: Vida Útil del activo k, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.5 del ANEXO 2 de esta Resolución. (años)
- TR: Tasa de retorno definida para la actividad de Transmisión. (porcentaje)
- IAT_{aj}: Ingreso Anual del Transportador j, para el año a. (\$)
- %AOM_j: Porcentaje reconocido de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para el agente j, de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.1 de este Anexo. (porcentaje)
- %ANE: 5%. Porcentaje reconocido por concepto de Activo No Eléctrico. (porcentaje)
- IPP_{dic-1}: Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes de diciembre del año a-1.
- IPP₀: Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes para el cual se definieron los valores de las Unidades Constructivas.
- aj: Número total de activos del transportador j.

1.3 Liquidación mensual del Ingreso

Para la liquidación del Ingreso Mensual de cada Transportador se tendrá en cuenta:

- a) El Ingreso Mensual Causado por Unidades Constructivas Existentes, que no fueron construidas en desarrollo de los procesos de selección regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, el cual se calculará a partir del Ingreso Anual definido en el numeral 1.2 de este Anexo. Estas Unidades Constructivas se remunerarán a partir del día uno (1) del primer mes completo en que dichas Unidades se hayan encontrado en operación comercial como Activos de Uso.

Cuando la remuneración de Unidades Constructivas nuevas implique la reclasificación de Unidades Constructivas existentes, estas últimas se

¹ Tomada del Documento CREG 081 de 2007. Se actualizará cuando se expida la resolución definitiva que defina la Tasa de Retorno para la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

remunerarán hasta el mes anterior al de inicio de la remuneración de las nuevas Unidades Constructivas.

- b) El Ingreso Mensual causado por Unidades Constructivas asociadas con proyectos ejecutados como resultado de los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 022 de 2001, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Para calcular el Ingreso Mensual Regulado del Transportador j, se utiliza el ingreso anual IAT, actualizado con el Índice de Precios al Productor Total Nacional, agregándole los Ingresos Esperados de las convocatorias adjudicadas al mismo transportador:

$$IMR_{m,j} = \frac{1}{12} IAT_{a,j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{dic-1}} + IConv_{m,j}$$

Donde:

IAT_{a,j}: Ingreso Anual del Transportador j, para el año a, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.2 de este Anexo. (\$)

IMR_{m,j}: Ingreso Mensual Regulado del Transportador j, para el mes m. (\$)

IConv_{m,j}: Ingreso Esperado de las convocatorias adjudicadas al Transportador j, para el mes m, calculado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. (\$)

IPP_{dic-1}: Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes de diciembre del año a-1.

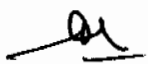
IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes m-1.

1.4 Representación ante el LAC

El ingreso total por concepto de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica se asignará a cada uno de los Transmisores Nacionales en forma proporcional al valor de los ingresos ajustados de los activos que representan, calculados en la forma prevista en el numeral 3.8 del ANEXO 3 de esta Resolución.

Para el cálculo del ingreso de los Transmisores Nacionales se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Cada Activo de Uso estará representado ante el LAC por el Transmisor Nacional que lo opera. En el caso de que exista multipropiedad del activo entre varios Transmisores Nacionales, estos tendrán la opción de encargar a uno de ellos para la operación y representación del activo ante el LAC y podrán reportarle al LAC, mediante comunicación escrita debidamente firmada por el representante legal de cada uno de ellos, los porcentajes de participación que habrán de aplicarse para repartir el ingreso correspondiente a dicho activo. El LAC continuará liquidando el ingreso al Transportador que represente el activo hasta que los copropietarios envíen la citada comunicación.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

- b) Los cambios en la representación de los Activos de Uso requerirán de modificación por parte de la CREG de la base de activos aprobada al Transmisor Nacional.
- c) Los cambios en la repartición del ingreso de los Activos de Uso ante el LAC solo se harán efectivos a partir del primer día del mes siguiente a la fecha de la comunicación mediante la cual los agentes oficializan ante el LAC dicho cambio. Los cambios deberán ser suscritos por los Representantes Legales de las partes.

1.5 Cargo por Uso del STN

1.5.1 Cargo por Uso Monomio

El Cargo por Uso Monomio del STN se calculará aplicando la siguiente expresión:

$$CUM_m = \frac{\sum_{j=1}^n IMAT_{m,j} - \sum_{g=1}^{ncp} SCCP_{m,g}}{DTC_m + ER_m}$$

Donde:

CUM_m : Cargo por Uso Monomio del STN para el mes m. (\$/kWh)

$IMAT_{m,j}$: Ingreso Mensual Ajustado para el Transportador j, durante el mes m, calculado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 3.8 del ANEXO 3. (\$)

$SCCP_{m,g}$: Pago por concepto de Conexión Profunda que realiza el agente g, en el mes m. (\$)

DTC_m : Demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mes m, en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV. (kWh)

$ER_{m,t}$: Energía reactiva registrada por los Comercializadores del SIN en el mes m, en cada una de sus fronteras comerciales, cuando para cada periodo horario sobrepase el 50% de la energía activa tomada en dicha frontera en esa misma hora. (kWh)

n: Número de Transmisores Nacionales en el STN.

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

1.5.2 Cargos por Uso Monomios Horarios

Los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, para los Usuarios No Regulados, serán calculados por el LAC a partir del Cargo por Uso Monomio, utilizando las siguientes variables:


Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

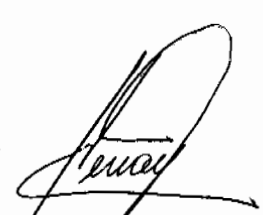
- H_x : número de horas asociado al Período de Carga Máxima
 H_d : número de horas asociado al Período de Carga Media
 H_n : número de horas asociado al Período de Carga Mínima.
 $P_{i,m}$: potencia promedio para la hora i durante el mes m , correspondiente a los consumos horarios nacionales de los Usuarios No Regulados
 $P_{x,m}$, $P_{d,m}$ 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 .
 CUM_m : Cargo por Uso Monomio del STN, para el mes m (\$/kWh).
 $CUM_{x,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Máxima del STN, para el mes m (\$/kWh).
 $CUM_{d,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Media del STN, para el mes m (\$/kWh).
 $CUM_{n,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Mínima del STN, para el mes m (\$/kWh).

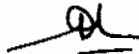
Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima ($P_{i,m}$) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, los Cargos por Uso Monomios Horarios para el mes m : $CUM_{x,m}$, $CUM_{d,m}$ y $CUM_{n,m}$ se calculan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

$$H_{x,m} \times P_{x,m} \times CUM_{x,m} + H_{d,m} \times P_{d,m} \times CUM_{d,m} + H_{n,m} \times P_{n,m} \times CUM_{n,m} = CUM_m \times \sum_{i=1}^{24} P_{i,m}$$

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


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


HERNÁN MOLINA VALENCIA
 Director Ejecutivo



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

ANEXO 2. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

2.1 Unidades Constructivas Reconocidas

2.1.1 Subestaciones

Las Unidades Constructivas para cada una de las diferentes configuraciones de barraje y todos los niveles de tensión de una subestación son las siguientes:

- UCS01. Módulo Común (Tipo 1 y Tipo 2).
- UCS02. Bahía de Línea.
- UCS03. Bahía de Transformación.
- UCS04. Bahía de Transferencia.
- UCS05. Bahía de Seccionamiento.
- UCS06. Bahía de Acople.
- UCS07. Módulo de Barra (Tipo 1 y Tipo 2)
- UCS08. Corte Central
- UCS09. Protección Diferencial de Barra (Tipo 1 y Tipo 2)
- UCS10. Bahía de Compensación.
- UCS11. Módulo de Compensación.
- UCS12. Autotransformador de Potencia.

- Tipo 1: Subestaciones con 6 Bahías o menos
- Tipo 2: Subestaciones con más de 6 Bahías

2.1.1.1 Unidades Constructivas UCS01 A UCS08 por tipo de Configuración

Las configuraciones tipificadas de subestaciones son las siguientes:

- Configuración 1: Barra Sencilla (230 kV) ²
- Configuración 2: Barra Principal y Transferencia (230 kV)
- Configuración 3: Doble Barra (230 kV)
- Configuración 4: Doble Barra más Seccionador de Transferencia (230 kV y 500 kV)
- Configuración 5: Doble Barra más Seccionador de By- Pass (230 kV)
- Configuración 6: Interruptor y Medio (230 kV y 500 kV)
- Configuración 7: Anillo (230 kV)
- Configuración 8: Doble Barra Encapsulada (230 kV)

²

Quando se hace referencia al nivel de tensión de 230 kV, se entiende incluido el nivel de tensión de 220 kV.

f

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Configuración 9: Doble Barra más Seccionador de Transferencia Encapsulada (230 kV)

2.1.1.2 Unidades Constructivas UCS10 y UCS11 por Tipo de Activo

Los activos considerados son los siguientes:

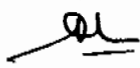
- Activo 1: Compensación Serie 230 kV, 3x22 MVAR
- Activo 2: Compensación Capacitiva Paralela (Interruptor y Medio) 230 kV, 72 MVAR
- Activo 3: Compensación Capacitiva Paralela (Anillo) 230 kV, 40 MVAR
- Activo 4: Compensación Capacitiva Paralela (Barra Principal y Transferencia) 230 kV, 40 - 72 MVAR
- Activo 5: Compensación Capacitiva Paralela (Doble Barra + Transferencia) 230 kV, 60 MVAR
- Activo 6: Compensación Reactiva Maniobrable (Barra Principal y Transferencia) 230 kV, 12.5 - 25 MVAR
- Activo 7: Compensación Reactiva de Línea Maniobrable 500 kV, 20 MVAR, sin reactor de neutro
- Activo 8: Compensación Reactiva Fija 500 kV, 28 MVAR, con reactor de neutro
- Activo 9: Banco Reactores para Terciario Autotransformador
- Activo 10: Compensación Estática Reactiva

2.1.2 Líneas de Transmisión

La Unidad Constructiva para Líneas de Transmisión está expresada en "km de Línea". Se establecen las siguientes Unidades Constructivas:

UCL01	Circuito Sencillo 230 kV. Nivel 1
UCL02	Circuito Sencillo 230 kV. Nivel 2
UCL03	Circuito Sencillo 230 kV. Nivel 3
UCL04	Circuito Doble 230 kV. Nivel 1
UCL05	Circuito Doble 230 kV. Nivel 2
UCL06	Circuito Doble 230 kV. Nivel 3
UCL07	Circuito Doble (2x1) 230 kV. Nivel 1
UCL08	Circuito Doble (2x1) 230 kV. Nivel 2
UCL09	Circuito Doble (2x1) 230 kV. Nivel 3
UCL10	Circuito Sencillo (4x1) 500 kV. Nivel 1
UCL11	Circuito Sencillo (4x1) 500 kV. Nivel 2

Los Niveles 1 a 3 definidos con base en la altura sobre el nivel del mar, se definen a continuación:



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

0 m	<	Nivel 1	≤	500 m
500 m	<	Nivel 2	≤	2000 m
2000 m	<	Nivel 3		

2.1.3 Centros de Supervisión y Maniobra y VQC

UCC01.	Centro de Supervisión y Maniobra
UCC02	Sistema VQ Compensación Estática
UCC03	Sistema VQ Subestaciones 500/230 kV
UCC04	Sistema VQ Subestaciones 230 kV

2.2 Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones - ATUCS-

2.2.1 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	980	980			980	1200		2800
	Barra Principal y Transferencia	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
	Doble Barra	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
	Doble Barra más Transferencia	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
	Doble Barra más By-Pass	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3700
	Interruptor y Medio	600	600	450			1800	3600	4000
	Anillo	900	900						4000
	Doble Barra Encapsulada	160	80		80	80			900

2.2.2 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	2400	3000		2700	2100	6750	13500	6500
	Interruptor y Medio	1650	1800	950			7800	15600	6500

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

2.2.3 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	64	220
Autotransformador	500 / 230		225

2.3 Costos Unitarios de Unidades Constructivas de Subestaciones

2.3.1 Módulos de 230 kV

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Configuración	Módulo Común Tipo 1	Barraje Tipo 1	Diferencial de Barras Tipo 1	Módulo Común Tipo 2	Barraje Tipo 2	Diferencial de Barras Tipo 2
Barra Sencilla	4,450,142	271,017	227,761			
Barra Principal y Transferencia	4,450,142	560,575	455,521	4,881,285	1,004,177	683,282
Barra Doble	4,450,142	560,575	455,521	4,881,285	1,040,317	683,282
Barre Doble + Transferencia	4,450,142	374,298	455,521	4,881,285	550,093	683,282
Barra Doble + By pass	4,450,142	560,575	455,521	4,881,285	1,040,317	683,282
Interruptor y Medio	4,450,142	427,183	455,521	4,881,285	581,950	683,282
Anillo	4,450,142			4,881,285		
Encapsulada Barra Doble	4,450,142	533,800	455,521	4,881,285	1,067,599	683,282
Encapsulada Barra Doble + Transferencia	4,450,142	533,800	455,521	4,881,285	1,067,599	683,282

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Configuración	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía Transferencia	Bahía de Acople	Bahía de Seccionamiento
Barra Sencilla	2,054,349	1,551,078				
Barra Principal y Transferencia	2,236,659	1,820,096		981,643		
Barra Doble	2,263,971	1,746,175			1,240,253	1,127,618
Barre Doble + Transferencia	2,399,858	1,895,096		1,216,936		1,127,521
Barra Doble + By pass	2,451,804	1,947,415			1,268,935	1,142,720
Interruptor y Medio	2,361,092	1,856,330	847,669			
Anillo	2,429,753	2,011,920				
Encapsulada Barra Doble	4,898,067	4,424,689			2,645,779	568,381
Encapsulada Barra Doble + Transferencia	5,195,410	4,722,032			2,645,779	568,381

2.3.2 Módulos de 500 kV

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Configuración	Módulo Común Tipo 1	Barraje Tipo 1	Diferencial de Barras Tipo 1	Módulo Común Tipo 2	Barraje Tipo 2	Diferencial de Barras Tipo 2
Barre Doble + Transferencia	5,132,001	1,237,627	455,521	5,554,398	1,712,525	683,282
Interruptor y Medio	5,132,001	1,698,459	455,521	5,554,398	2,689,929	683,282

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Configuración	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía de Acople
Barre Doble + Transferencia	5,823,438	4,796,617		3,581,846
Interruptor y Medio	5,693,508	4,504,922	3,699,876	

2.3.3 Autotransformadores

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Banco Autotransformador 500/230 kV 450 MVA	16,310,584
--	------------

5

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

2.3.4 Módulos de Compensación

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Bahías y Módulos de Compensación	kV	Bahía	Módulo
Compensación Serie 3x22 MVar Bahía + Módulo	230		10,198,099
Compensación Capacitiva Paralela 72 MVar - Int. y Medio	230	1,780,646	3,688,447
Compensación Capacitiva Paralela 40 MVar - Anillo	230	1,662,422	3,163,860
Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVar - Barra Ppal + T	230	1,715,417	2,713,552
Compensación Capacitiva Paralela 60 MVar - Doble Barra + T	230	1,756,596	2,713,552
Compensación Reactiva Maniobrable 12.5 - 25 MVar - Barra Ppal + T	230	1,786,016	2,607,476
Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	500	1,773,982	3,883,811
Compensación Reactiva Fija 28 MVar con reactor de neutro	500	494,944	5,540,835
Compensación Estática Reactiva	500	4,550,743	94,318,009
Banco Reactores para Terciario Autotransformador	34.5		2,479,808

2.3.5 Centros de Supervisión y Maniobras

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Centro de Supervisión y Maniobra	2,200,000
----------------------------------	-----------

2.3.6 Control de Reactivos VQC

Miles de Pesos de diciembre de 2006

Sistemas VQ Compensación Estática	4,624,939
Sistemas VQ Subestaciones 500/230 kV	492,135
Sistemas VQ Subestaciones 230 kV	401,119

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

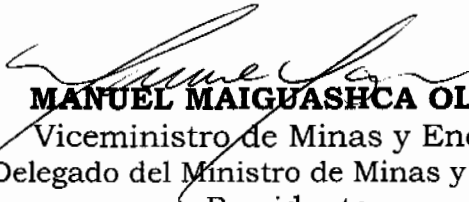
2.4 Costos Unitarios de Unidades Constructivas de Líneas

Miles de Pesos de diciembre de 2006

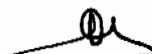
Configuración	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Línea 230 kV 1 circuito	282,650	296,884	334,136
Línea 230 kV 2 circuito	406,824	437,721	474,844
Línea 230 kV 2 circuito (2x1)	584,418	584,418	584,418
Línea 500 kV 1 circuito (4x1)	561,481	613,421	

2.5 Vida Útil

Para el cálculo de Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico (CAEA) se utilizará una vida útil de 10 años para las Unidades Constructivas contenidas en el numeral 2.1.3 y de 40 años para las demás.


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


HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

ANEXO 3. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN

En este anexo se establecen las reglas que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional y las compensaciones aplicables a los transportadores cuando no cumplan las condiciones aquí establecidas.

3.1 Bases de Datos

El CND será el responsable de centralizar, almacenar y procesar la información estadística requerida para mantener actualizada la Base de Datos correspondiente, que permita calcular los indicadores de Indisponibilidad de los Activos y Unidades Constructivas relacionados en el numeral 3.2 de este Anexo. Para Activos nuevos, las estadísticas de indicadores de Indisponibilidad se registrarán a partir del momento en el cual el activo correspondiente entra en operación comercial, previo cumplimiento de la normatividad vigente y la autorización del CND.

Los Transmisores Nacionales son responsables de la recolección y el reporte de la información estadística, en los términos definidos en las bases de datos que administra el CND para tales fines. Dicha información, será confrontada por el CND contra la información operativa manejada por esta entidad de la siguiente manera:

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

3.2 Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad por Activo

Los siguientes activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad establecido en la siguiente tabla:

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20

}

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Línea de 500 kV	37
VQC	5

3.3 Metas Ajustadas de Indisponibilidad

Para cada activo k, las metas se reducirán en 0.5 horas por: i) cada Consignación de Emergencia solicitada, ii) cada modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos, iii) cada retraso en Reporte de Eventos (Artículo 18° de la presente Resolución). El CND calculará mensualmente la Meta Ajustada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,k} = MHAI_k - 0.5 \times (SCE_{m,k} + CPSM_{m,k} + ENR_{m,k})$$

Donde:

MHAIA_{m,k}: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del activo k, calculadas para el mes m. (horas)

MHAI_k: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad. (horas)

SCE_{m,k}: Número Acumulado de Solicitudes de Consignaciones de Emergencia, exceptuado las excluidas en el numeral 3.5 del presente anexo, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m. (número entero)

CPSM_{m,k}: Número Acumulado de Cambios al Programa Semestral de Mantenimientos, exceptuado los excluidos en el numeral 3.5 del presente anexo, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m. (número entero)

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

3.4 Indisponibilidad de los Activos de Uso del STN

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

La Indisponibilidad de los Activos relacionados en el numeral 3.2 del presente Anexo, la calcula mensualmente el Centro Nacional de Despacho, CND, mediante la siguiente expresión:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

$$HID_{m,k} = \sum_{i=1}^n H_{i,k} \times \left[1 - \frac{CR_{i,k}}{CN_k} \right]$$

Donde:

- $HID_{m,k}$: Horas de Indisponibilidad del activo k, durante el mes m. (horas)
 i: Evento de Indisponibilidad.
 n: Número Total de Indisponibilidades del activo k durante el mes m.
 $H_{i,k}$: Duración de la indisponibilidad i-ésima para el activo k. (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)
 $CR_{i,k}$: Capacidad disponible del activo k durante la indisponibilidad i-ésima. (MVA)
 CN_k : Capacidad Nominal del activo k. (MVA)

Para la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución, las Horas de Indisponibilidad del activo k, durante cada uno de los once meses anteriores al primer mes de aplicación, se obtienen utilizando la siguiente fórmula:

$$HID_{p-i,k} = \frac{1}{12} \max \left(0, MHAI_k - \max \left(0, (MIDA_{p-1,k} - IDA_{p-1,k}) * \frac{8760}{100} \right) \right) \quad \forall i = 1 \dots 11$$

Donde:

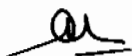
- $HID_{p-i,k}$: Horas de Indisponibilidad del activo k, para el mes p-i. (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)
 p: Primer mes de aplicación de la nueva metodología
 i: Meses anteriores a la aplicación de la nueva metodología
 $MHAI_k$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, para el activo k, de acuerdo con el numeral 3.2 de este Anexo. (horas)
 $IDA_{p-1,k}$ y $MIDA_{p-1,k}$ son los índices IDA y $MIDA$ definidos en el artículo 9 de la Resolución CREG 061 de 2000, correspondientes al activo k y evaluados para la última semana del mes p-1.

3.5 Indisponibilidades Excluidas.

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

- i. Indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión. El Transmisor informará al CND acerca de la conexión de dichos activos con una anticipación mínima de 90 días calendario.

Junto con la solicitud, el agente informará al CND sobre los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN, coordinando con los propietarios de los equipos que se requiera desconectar para que éstos soliciten las consignaciones necesarias al CND. Dichas consignaciones deberán cumplir con los plazos y procedimientos previstos en la reglamentación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN, declarando como causa la



f

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

incorporación de nuevos activos al SIN, e indicando el proyecto respectivo.

El tiempo máximo reconocido sin afectar la Disponibilidad de los activos relacionados, diferentes a los asociados con el proyecto que se incorpora, será igual a los tiempos asociados a las maniobras de conexión del activo al SIN más el tiempo durante el cual el proyecto se encuentre en pruebas antes de su entrada en operación comercial.

- ii. Indisponibilidades de activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
- iii. Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND.
- iv. Indisponibilidades de líneas originadas en Eventos imprevisibles e irresistibles que constituyan caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo definido en el artículo 1 de la ley 95 de 1890, o indisponibilidades de cualquier activo del STN causadas por alteración del orden público. El Transmisor Nacional afectado por el Evento deberá declarar oficialmente ante el CND la ocurrencia del mismo y será responsable por tal declaración. Asimismo, si se prevé que el Evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el agente tendrá que informar a los usuarios antes de transcurridos dos (2) días a partir de la ocurrencia del Evento, mediante publicación en un diario que circule en la zona afectada.

El Transmisor Nacional afectado por el Evento deberá establecer el plazo para la puesta en operación de los activos afectados, para lo cual deberá entregar al CND y al CNO un cronograma y presentarles los respectivos informes de avance del mismo.

Para este caso, el Ingreso Mensual del activo será calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.6 de este Anexo.

- v. Las solicitudes de Consignaciones de Emergencia, las modificaciones al programa semestral de consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en Eventos imprevisibles e irresistibles que constituyan caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo definido en el artículo 1 de la ley 95 de 1890.
- vi. Las indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores.

3.6 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad

Para los casos de indisponibilidades de líneas originadas en Eventos imprevisibles e irresistibles que constituyan caso fortuito o fuerza mayor

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

conforme a lo definido en el artículo 1 de la ley 95 de 1890, o de indisponibilidades de cualquier activo del STN causadas por alteración del orden público, la remuneración del activo k en el mes m, para cada mes n que éste se encuentre indisponible será:

$$IOP_{m,k} = \left(1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (n - 6) \right) \right) \right) * IMR_{m,k}$$

$IOP_{m,k}$: Remuneración para el activo k, en el mes m, mientras el activo k esté indisponible por las causas citadas en este numeral. (\$)

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

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k, durante el mes m. (\$)

3.7 Compensaciones

3.7.1 Compensaciones por incumplimiento de las metas

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

$$HIDA_{m,k} = \sum_{t=m-11}^m HID_{t,k}$$

Si para el activo k en el mes m, $HIDA_{m,k} \leq MHAIA_{m,k}$, las horas a compensar, $HC_{m,k}$, son iguales a cero.

Si para el Activo k en el mes m, $HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$, se obtienen las horas a compensar, en la siguiente forma:

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

$$THC_{m-1,k} = \sum_{t=m-11}^{m-1} HC_{t,k}$$

La compensación por incumplimiento de las metas se calcula con:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

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

Donde:

- CIM_{m,k}: Compensación por incumplimiento de metas, del activo k en el mes m. (\$)
- HC_{m,k}: Horas a compensar por el activo k para el mes m. (horas)
- H_m: Horas del mes m. (horas)
- HIDA_{m,k}: Horas de Disponibilidad Acumulada del activo k en un periodo de doce meses que termina en el mes m. (horas)
- HID_{t,k}: Horas de Disponibilidad del activo k, durante el mes t. (horas)
- IMR_{m,k}: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k, durante el mes m. (\$)
- MHAIA_{m,k}: Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas del activo k, calculadas para el mes m. (horas)
- THC_{m-1,k}: Total de Horas compensadas por el activo k en un periodo de once meses que termina en el mes m-1. (horas)

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

3.7.2 Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos

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

El CND estimará la Energía No Suministrada (ENS) para cada una de las horas de duración de la indisponibilidad y estimará el porcentaje (PENS_h) que ella representa frente a la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico, que estima el CND de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1 del Código de Operación que hace parte del Código de Redes.

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

1. Si para el activo k en el mes m, las Horas de Disponibilidad Acumulada son menores o iguales que las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas (HIDA_{m,k} ≤ MHAIA_{m,k}) y, durante todas las horas de la indisponibilidad i-ésima de este activo, el porcentaje de Energía No Suministrada (PENS_h) es inferior al 2%, el valor de la compensación para la indisponibilidad i, es igual a cero.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

2. Si para el activo k en el mes m, las Horas de Indisponibilidad Acumulada son mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$) y, durante todas las horas de la indisponibilidad i-ésima de este activo, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_h$) es inferior al 2%, el valor de la compensación por dejar no operativos otros activos r, $CANO_{i,m,k}$, se obtiene de la siguiente forma:

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

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

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

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

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

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

- $CANO_{i,m,k}$: Compensación del activo k, por la indisponibilidad i, en el mes m, por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- $CANO_{m,k}$: Compensación del activo k, en el mes m, por Energía No Suministrada y/o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- CRO_q : Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, definido y calculado por la UPME, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de Energía No Suministrada, durante la hora q. (\$/kWh)
- ENS_q : Energía No Suministrada en la hora q ocasionada por la indisponibilidad i-ésima, del activo k. (kWh)
- $H_{i,k}$: Duración de la indisponibilidad i-ésima para el activo k. (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)
- H_m : Horas del mes m. (horas)
- $HD_{i,k}$: Número de horas del despacho horario afectadas por la indisponibilidad i del activo k. (número entero)
- $IMR_{m,r}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo r, durante el mes m. (\$)
- $PENS_h$: Porcentaje de la Energía No Suministrada al Sistema Interconectando Nacional, durante la hora h, por causa de la indisponibilidad i-ésima, del activo k. (porcentaje)



7

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

3.8 Ingreso Mensual Ajustado.

El LAC calculará mensualmente el Ingreso Mensual Ajustado, $IMA_{m,k}$, para cada activo k , que no se encuentre en la condición señalada en el numeral 3.6, con la siguiente fórmula:

$$IMA_{m,k} = IMR_{m,k} - CIM_{m,k}$$

- $IMA_{m,k}$: Ingreso Mensual Ajustado para remunerar el activo k , durante el mes m . (\$)
- $IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m . (\$)
- $CIM_{m,k}$: Compensación por incumplimiento de metas, del activo k en el mes m . (\$)

El ingreso mensual del Transportador j correspondiente a todos sus activos se calculará con la siguiente fórmula, teniendo en cuenta que el valor total a descontar en el mes m por concepto de compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos, no podrá superar el 60% de la suma de los ingresos ajustados de sus activos. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho porcentaje, el saldo pendiente por descontar se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60%:

$$IMAT_{m,j} = \sum_{k=1}^{aj} IMA_{m,k} + \sum_{k=1}^{aj} IOP_{m,k} - \sum_{k=1}^{aj} CANO_{m,k} - CANOP_{m-1}$$

- $CANO_{m,k}$: Compensación del activo k , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- $CANOP_{m-1}$: Valor de la compensación por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos que quedó pendiente por descontar en el mes $m-1$. (\$)
- $IMA_{m,k}$: Ingreso Mensual Ajustado para remunerar el activo k , durante el mes m . (\$)
- $IMAT_{m,j}$: Ingreso Mensual Ajustado para el Transportador j , durante el mes m . (\$)
- $IOP_{m,k}$: Remuneración para el activo k , en el mes m , mientras el activo k esté indisponible por las causas citadas en el numeral 3.6. (\$)
- aj : Número de activos del Transmisor j .

3.9 Límite para compensaciones.

El valor acumulado en doce meses de las compensaciones por indisponibilidades relacionadas con el incumplimiento de las metas, numeral 3.7.1, no deberá superar el 20% del acumulado para los mismos

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

doce meses del ingreso mensual regulado estimado para un Transmisor Nacional.

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

$$IART_{m,j} = \sum_{k=1}^{a_j} \sum_{l=0}^{n-1} IMR_{m-l,k}$$

$$CAIMT_{m,j} = \sum_{k=1}^{a_j} \sum_{l=0}^{n-1} CIM_{m-l,k}$$

Siendo:

$IART_{m,j}$: Ingreso Anual Regulado para el Transmisor Nacional j, calculado hasta el mes m. (\$)

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k, durante el mes m. (\$)


$CAIMT_{m,j}$: Acumulado durante los últimos doce meses de las Compensaciones originadas en incumplimiento de metas para el agente j, calculado hasta el mes m. (\$)

$CIM_{m,k}$: Compensación por incumplimiento de metas, del activo k en el mes m. (\$)

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

a_j : Número de activos del Transmisor j.

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


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


HERNÁN MOLINA VALENCIA
 Director Ejecutivo

