



Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN No. 043 DE 2013**

( 05 ABR. 2013 )

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

**LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de las 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, y

**CONSIDERANDO:**

Que de acuerdo con lo previsto en los artículos 23, literal 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 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 el artículo 127 de la Ley 142 de 1994 dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente;

*[Firma]*

*[Firma]*

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

Que el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia;

Que el Decreto 2696 de 2004, artículo 11, dispuso que antes de doce (12) meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias cada Comisión deberá poner en conocimiento de las entidades prestadoras y de los usuarios las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente, que deben cubrir como mínimo los siguientes puntos: i) Aspectos generales del tipo de regulación a aplicar, ii) Aspectos básicos del criterio de eficiencia, iii) Criterios para temas relacionados con costos y gastos, iv) Criterios relacionados con calidad del servicio, v) Criterios para remunerar el patrimonio de los accionistas y vi) Los demás criterios tarifarios contenidos en la ley;

Que la Resolución CREG 097 de 2008, por la cual se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local actualmente vigentes, en aplicación del artículo 126 de la Ley 142 de 1994, dispuso que los costos y cargos por uso de los STR y SDL que defina la Comisión estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia de la presente Resolución, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar, y que *“vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos”*;

Que la Resolución CREG 094 de 2012 establece el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional;

Que con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, considera conveniente poner en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, de los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y las fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, en el siguiente período tarifario, que están contenidas en el Anexo General de la presente resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 553 del 5 de abril de 2013, aprobó expedir la presente Resolución;

**RESUELVE:**

**Artículo 1. Objeto.** Poner en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, de los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología para la

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente periodo tarifario

remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, en el siguiente periodo tarifario, que están contenidas en el Anexo General de la presente resolución.

**Artículo 2. Plazo para la presentación de comentarios, observaciones y sugerencias.** Los prestadores del servicio de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados tendrán un plazo de sesenta (60) días calendario, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, para enviar a la Comisión comentarios, observaciones y sugerencias sobre las bases incluidas en el Anexo General que acompaña esta Resolución.

**Artículo 3. Inicio del trámite e impulso de la actuación.** Con la presente resolución se da inicio al trámite previsto en los artículos 127 de la Ley 142 de 1994 y 11 del Decreto 2696 de 2004, tendiente a aprobar la metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica, en el Sistema Interconectado Nacional, que regirá durante el próximo periodo tarifario. El Director Ejecutivo impulsará la respectiva actuación, conforme a lo establecido en los Decretos 1894 y 2461 de 1999.

**Artículo 4. Vigencia.** La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y no modifica ni deroga disposiciones vigentes, por tratarse de un acto de trámite.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C. a los

05 ABR. 2013



**FEDERICO RENGIFO VÉLEZ**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**GERMÁN CASTRO FERREIRA**  
Director Ejecutivo



Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

**ANEXO GENERAL**

<b>1</b>	<b>OBJETIVO .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>ANTECEDENTES .....</b>	<b>5</b>
2.1	METODOLOGÍA ACTUAL .....	7
2.1.1	Sistema de Transmisión Regional .....	7
2.1.2	Sistema de Distribución Local .....	9
<b>3</b>	<b>PROPUESTA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ....</b>	<b>11</b>
3.1	DEFINICIONES .....	11
3.2	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN.....	12
3.2.1	Sistema de Transmisión Regional .....	12
3.2.2	Sistema de Distribución Local .....	13
3.3	EFICIENCIA .....	13
3.4	CALIDAD DEL SERVICIO .....	14
3.5	RESPALDO .....	15
3.6	REMUNERACIÓN DE INVERSIONES.....	15
3.6.1	Unidades Constructivas .....	15
3.6.2	Tasa de Retorno .....	16
3.6.3	Reposición efectiva de activos.....	16
3.6.4	Conexiones de usuarios o generadores .....	16
3.7	RECONOCIMIENTO DE AOM .....	16
3.8	ENERGÍA REACTIVA.....	16
3.9	PRODUCTIVIDAD.....	16
3.10	MIGRACIÓN DE USUARIOS A NIVEL DE TENSIÓN SUPERIOR ....	17
3.11	DUPLICIDAD DE REDES EN EL SDL .....	17

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

## ANEXO GENERAL

### **BASES SOBRE LAS CUALES SE EFECTUARÁ EL ESTUDIO PARA DETERMINAR LA METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

#### **1 OBJETIVO**

El objeto principal de este documento es poner en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, usuarios y los demás interesados las bases sobre las cuales se llevarán a cabo los estudios que permitan establecer con posterioridad los principios, la metodología y las fórmulas para determinar la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el siguiente periodo tarifario.

La revisión de la metodología y las fórmulas se realizará con base en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994 que establecen 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 periodo igual. (...)*

(...)

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

**ARTÍCULO 127.- Inicio de la actuación administrativa para fijar nuevas tarifas.** *Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del periodo siguiente. Después, se aplicará lo previsto en el artículo 124.*

Teniendo en cuenta que la Resolución CREG 097 de 2008 entró en vigencia desde el 6 de octubre de 2008, es necesario iniciar la actuación administrativa que permita la revisión de dicha regulación.

En esta propuesta se consideran los comentarios de los agentes, usuarios y terceros interesados presentados durante el actual periodo tarifario y los generados al interior de la Comisión, en aspectos tales como: remuneración y tarifas, expansión, propiedad de los activos, calidad del servicio, pérdidas del sistema, y operación y mantenimiento, entre otros.

#### **2 ANTECEDENTES**

Los costos de la actividad de distribución representan, en promedio, el 36% del Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten initials]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

En Colombia la remuneración del transporte de energía se encuentra dividida en dos grandes segmentos, transmisión y distribución. En el primero se incluye la infraestructura que opera a niveles de tensión iguales superiores a 220 kV, y en el segundo lo que corresponde a la infraestructura con tensiones inferiores a 220 kV.

En este último rango, se tienen definidos cuatro niveles de tensión, así: Nivel 4 que considera las tensiones nominales mayores a 57,5 kV hasta 220 kV, el Nivel 3 que considera las tensiones nominales de 30 kV hasta tensiones menores de 57,5 kV, el nivel 2 con tensiones nominales mayores a 1 kV y menores a 30 kV y el nivel 1 con tensiones nominales menores a 1 kV.

La remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica inicia con las resoluciones CREG 003 y 004 de 1994, el establecimiento de metodologías basadas en costos, inició con la aprobación de la Resolución CREG 099 de 1997, siguió con Resolución CREG 082 de 2002 y continúa con la metodología actual contenida en la Resolución CREG 097 de 2008.

En la siguiente tabla se presentan, de manera general, los principales aspectos de estas tres últimas resoluciones:

<b>Temas</b>	<b>Resolución CREG 099 de 1997</b>	<b>Resolución CREG 082 de 2002</b>	<b>Resolución CREG 097 de 2008</b>
<b>Reconocimiento de Inversión</b>			
Metodología	Precio máximo	Ingreso regulado - Precio máximo	Ingreso regulado - Precio máximo
Eficiencia	Aplicación de criterios	de Aplicación de criterios	Decreto MME 388 de 2007
Tasa de retorno antes de impuestos	9 %	14.06 % - 16.06 %	13 % - 13.9 %
Unidades constructivas	Baja desagregación	Alta desagregación	Alta desagregación
Activos de terceros (Nivel 1)	Remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración directa
<b>Administración, Operación y Mantenimiento</b>			
	% Inversión	% Inversión	Gastado y remunerado
<b>Cálculo de energía útil</b>			
Reconocimiento de pérdidas	Índice único	Índices para cada OR (Rural - Urbano)	Índices para cada sistema OR
<b>Calidad del servicio</b>			
	Compensaciones	Compensaciones	Compensaciones e Incentivos simétricos
<b>Expansión</b>			

Handwritten signature/initials on the left side of the page.

Handwritten signature/initials on the right side of the page.

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

Temas	Resolución CREG 099 de 1997	Resolución CREG 082 de 2002	Resolución CREG 097 de 2008
	Costo medio	Costo medio Actualización anual del ingreso del STR	Actualización ingreso STR por solicitud Actualización por costo superior al medio, por solicitud

De lo anterior, se observa una evolución importante en la determinación de la base de activos a remunerar, al contar con una mayor discriminación de las Unidades Constructivas, UC, lo que permite efectuar inventarios cada vez más precisos, lo cual redundará en mejoras para la determinación del costo de la infraestructura.

También se observa la evolución de las características asociadas con el tipo de remuneración adoptado en los diferentes niveles de tensión en que opera la infraestructura, resaltando entre otros:

- La determinación de los índices de pérdidas reconocidos, pasando de un índice general aplicable a todos los sistemas a la utilización de índices particulares, por sistema, que consideran la topología y características de cada uno de ellos.
- El cálculo cada vez más preciso de la energía útil debido a la evolución en los índices de pérdidas.
- La aplicación de esquemas de incentivos para mejorar la calidad del servicio.
- La remuneración de los activos de nivel de tensión 1 de usuarios propietarios a través de las tarifas.

De acuerdo con la última metodología de remuneración de la actividad de Distribución de energía eléctrica, se estima que los costos remuneran alrededor de 453.000 km de líneas y redes con sus subestaciones asociadas, con activos valorados en \$26,6 billones (pesos de junio de 2012).

## 2.1 METODOLOGÍA ACTUAL

A continuación se presentan los principales aspectos de la metodología actual para la remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional, STR, y de los Sistemas de Distribución Local, SDL.

### 2.1.1 Sistema de Transmisión Regional

Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del Operador de Red, OR, al Sistema de Transmisión Nacional, STN, y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más OR.

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

Los Activos de Conexión que se utilizan para conectar un OR al STN son considerados en el cálculo de los cargos por uso del STR y en caso que sean compartidos por dos o más OR estos deberán acordar cuál de ellos se encargará de la operación y el mantenimiento y el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades.

### **Metodología de Remuneración**

La metodología utilizada es de ingreso regulado, según la cual se determina un ingreso anual para cada operador en un año determinado, como la suma del Costo Anual Equivalente de los activos eléctricos y no eléctricos y los gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM. Los costos y gastos están referidos al momento de aprobación de la respectiva resolución, actualizados al mes de diciembre del año anterior al del cálculo, y se indexan con el Índice de Precios del Productor, IPP.

Actualmente se tienen conformados dos STR: Norte y Centro – Sur. Para cada uno de ellos se estima el ingreso total anual como la suma de los Ingresos Anuales de los OR que lo conforman.

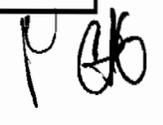
El cálculo del costo anual de la inversión, a partir de los activos eléctricos y no eléctricos, presenta las siguientes características:

- Los activos eléctricos, incluidos los de conexión al STN, se asimilan a Unidades Constructivas, UC, que se valoran con costos de reposición a nuevo y con una vida útil que varía dependiendo del tipo de activo. Estos activos representan el 10% de la valoración de los activos eléctricos. El restante 90% es producto de obtener la valoración de los mismos activos a partir de las UC definidas en la Resolución CREG 082 de 2002.
- El Costo Anual Equivalente de los activos eléctricos se obtiene aplicando una tasa de descuento del 13%, calculada con la metodología establecida en la Resolución CREG 093 de 2008.
- El Costo Anual Equivalente de los activos no eléctricos corresponde al 4,1% del Costo Anual Equivalente de los activos eléctricos.
- El costo de los terrenos se determina a partir los avalúos catastrales presentados por los OR.

Los gastos anuales de AOM se reconocen considerando la semisuma entre el AOM reconocido con base en la metodología anterior y el AOM gastado por el OR durante el mismo periodo. La actualización de los gastos reconocidos se realiza anualmente considerando el AOM demostrado, el AOM reconocido en el año anterior y la calidad del servicio.

El cargo es calculado como la relación entre el ingreso total mensual del STR requerido para remunerar el uso de los activos de nivel de tensión 4 y las conexiones al STN, y la sumatoria de la demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados a los sistemas de los OR pertenecientes a dicho STR, en cada mes.

F. 



Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

Los cargos del STR se pueden actualizar cuando entran en operación nuevos activos de uso de nivel de tensión 4 o de conexión al STN. Los nuevos cargos se aplican a partir del mes siguiente al de firmeza de la resolución que apruebe su actualización.

La facturación y recaudo de la remuneración de los STR está a cargo del OR.

El Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, tiene las siguientes tareas relacionadas con los STR:

- Calcular los cargos mensuales del nivel de tensión 4 para cada STR.
- Liquidar el valor mensual a facturar a los comercializadores que atienden usuarios finales, con base en los ingresos aprobados a los OR y la demanda total de cada comercializador.

En cuanto a la remuneración de los activos de uso que no son propiedad del OR se determinó que era el resultado de la negociación entre las partes, excepto los casos en que dichos activos fueran financiados con recursos públicos no capitalizados, los cuales no son tenidos en cuenta en la remuneración de la inversión.

### **2.1.2 Sistema de Distribución Local**

Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

### **Metodología de Remuneración**

Se utiliza la metodología de precio máximo, según la cual a cada OR se le aprueban los cargos máximos por unidad de energía transportada en los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de su sistema.

#### *Niveles de tensión 3 y 2*

El cargo máximo para cada nivel de tensión se determina como la suma del Costo Anual Equivalente de activos eléctricos y no eléctricos, el costo de los terrenos y de los gastos anuales de AOM, dividido entre la energía disponible en cada nivel de tensión.

El costo anual de la inversión para los niveles de tensión 3 y 2 remunera los activos eléctricos y no eléctricos, con las siguientes características:

- Los activos eléctricos se asimilan a Unidades Constructivas, UC, las cuales se valoran con costos de reposición a nuevo y con una vida útil que varía dependiendo del tipo de activo.
- El Costo Anual Equivalente de los activos eléctricos se compone de dos partes. El 10 % se obtiene a partir de la valoración de las UC con base en

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

las UC de la Resolución CREG 097 de 2008 y el restante 90%, resulta de la valoración de los mismos activos con base en las UC definidas en la Resolución CREG 082 de 2002; todo calculado con una tasa de descuento del 13,9%, con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 093 de 2008.

- El Costo Anual Equivalente de los activos no eléctricos es el 4,1% del Costo Anual Equivalente de los activos eléctricos.

Los gastos anuales de AOM se reconocen considerando la semisuma entre el AOM reconocido con base en la metodología anterior y el AOM gastado por el OR durante el mismo periodo. La actualización de los gastos reconocidos se realiza anualmente considerando el AOM demostrado, el AOM reconocido en el año anterior y la calidad del servicio.

El cargo del nivel de tensión 2 incluye una proporción del costo de los activos de nivel de tensión 3 en función de la energía que fluye entre estos dos niveles en el mismo sistema.

Los cargos por uso son actualizados mensualmente con el IPP y son liquidados y facturados por el OR a los comercializadores que atienden usuarios finales conectados a su sistema y a los OR que toman energía de su sistema.

En cuanto a la remuneración de los activos de uso que no son propiedad del OR se determinó que era el resultado de la negociación entre las partes, excepto los casos en que dichos activos fueran financiados con recursos públicos no capitalizados, los cuales no son tenidos en cuenta en la remuneración de la inversión.

#### *Nivel de tensión 1*

Los cargos máximos de inversión se definen a partir de los índices de inversión media para transformadores y redes, calculados para cada OR, y la cantidad de transformadores en el sistema del OR.

Los cargos máximos de AOM se definen a partir de la proporción de los costos totales de AOM que le corresponde a este nivel.

Para identificar los índices de inversión media se utiliza el inventario de las redes muestreadas en el sistema de cada empresa. La valoración de los activos se realiza con costos de reposición a nuevo considerando una vida útil de 30 años para redes y 20 años para transformadores.

De otra parte, se incorporó un factor que permite compartir con los usuarios los aumentos de productividad obtenidos durante el periodo tarifario anterior.

El OR actualiza mensualmente los cargos del nivel de tensión 1 con base en el IPP y los liquida y factura a los comercializadores que atienden usuarios finales conectados a su sistema.

*Handwritten signature/initials*

*Handwritten signature/initials*

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

Cuando un usuario es propietario de los activos del nivel de tensión 1 no se le cobra el total del Cargo Máximo de inversión de este nivel de tensión.

### **3 PROPUESTA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

La actividad de distribución de energía eléctrica tiene las características propias de un monopolio natural y en este sentido debe ser regulada. Con dicha regulación se busca garantizar la prestación del servicio en condiciones y costos adecuados, permitiendo el libre acceso a las redes para hacer uso de éstas en forma apropiada.

La Comisión propone abordar el estudio considerando los siguientes aspectos:

- Tarifas competitivas: Se requieren tarifas competitivas a nivel internacional y frente a otros energéticos.
- Costos eficientes: Se busca una remuneración adecuada de las inversiones y dar señales para alcanzar gastos eficientes y la reposición adecuada de la infraestructura.
- Calidad del servicio: Se considera necesario consolidar el esquema de calidad del servicio de tal forma que el suministro de energía eléctrica sea realizado con altos estándares de calidad y acorde con la metodología de remuneración existente.
- Confiabilidad en la prestación del servicio: Se requiere revisar las señales de expansión, ampliación de cobertura y reposición de activos.
- Empresas sostenibles: Es necesario contar con empresas sostenibles, consolidadas y con suficiencia financiera, en este sentido, es necesario evaluar el impacto de los cambios tarifarios teniendo en cuenta los esquemas de remuneración aplicados actualmente, precio techo en los niveles de tensión 1, 2 y 3 e ingreso regulado utilizado en el nivel de tensión 4.
- Considerar las externalidades: Es necesario revisar el efecto de aspectos macroeconómicos, aspectos tecnológicos, normatividad de otros sectores, entre otros, en la remuneración de la actividad.

Teniendo en cuenta que la regulación es dinámica y debe ajustarse periódicamente para considerar los cambios en las condiciones tanto de la actividad como del entorno en el cual se desarrolla, a continuación se presentan las propuestas sobre la metodología.

#### **3.1 DEFINICIONES**

Se pretende analizar algunas de las definiciones establecidas en la reglamentación actual con el fin de identificar si éstas contienen todos los elementos necesarios para la aplicación de la metodología y reglas definidas para la remuneración de la actividad de distribución, así como la concordancia con otras disposiciones dictadas por la CREG.

7  
AS

1 46

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente periodo tarifario

Entre las definiciones se encuentran: Usuario, Activo de Conexión, Activo de Uso, Transmisor Regional, Evento o indisponibilidad o incidencia, Activos de terceros, Cargo máximo, Cargo por uso.

Adicional a lo anterior, se analizará la inclusión de otras definiciones para la implementación de las disposiciones contenidas en la propuesta regulatoria como: inventario reconocido, respaldo, consumidor, cargo por uso monomio, centro de control, verificación de activos, acometida, periodo de carga, convocatoria o proceso de selección, RPP y compensación, entre otras.

### **3.2 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN**

#### **3.2.1 Sistema de Transmisión Regional**

Se analizará la posibilidad de continuar con la remuneración de los STR a través de la metodología de ingreso regulado. Dado que la facturación y el recaudo de este ingreso se hacen mensualmente, se considera pertinente analizar la posibilidad de definir un ingreso mensual teniendo en cuenta el costo equivalente de los activos eléctricos (calculado con las UC y las vidas útiles definidas por la CREG), el inventario reconocido, los activos no eléctricos, los terrenos y los gastos de AOM.

El ingreso mencionado, los ingresos destinados a los agentes que ejecuten proyectos adjudicados mediante los procesos de selección definidos por la CREG y la deducción de las compensaciones por calidad del servicio servirán para definir el costo a transferir a los usuarios conectados a este sistema, el cual dependerá de la demanda de energía.

Uno de los aspectos que ha sido analizado en diferentes documentos y reuniones del sector de energía eléctrica es la reposición de los activos. Al respecto, se propone efectuar un diagnóstico e identificar las reposiciones y ampliaciones requeridas, las cuales, de acuerdo con la regulación vigente, le corresponde ejecutar al OR que opera estos activos.

Dada la importancia que el STR tiene dentro del Sistema Interconectado Nacional, SIN, se analizará que la expansión del STR sea definida en forma central por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, de tal forma que se conozcan con suficiente antelación los proyectos requeridos, se identifique la forma de ejecutarlos y se cuente con ellos cuando los requiera el sistema.

El valor del ingreso aprobado a cada agente se podrá revisar cuando entren en operación nuevos activos o cuando alguno deje de pertenecer al sistema para el cual se determinó dicho ingreso. Se propone que el procedimiento sea similar al actual y se precisen los casos en los que algunos de los pasos no sean necesarios para solicitar la actualización.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

Adicionalmente, se analizará la posibilidad de establecer un mecanismo que permita que la fecha de inicio de la remuneración de las expansiones del STR se acerque a su fecha de entrada en operación.

Para la facturación a los comercializadores, el recaudo y la distribución de los ingresos de los STR se analizará la posibilidad de regresar a un esquema centralizado donde haya una sola entidad encargada de realizar estas actividades.

### **3.2.2 Sistema de Distribución Local**

Un esquema de regulación tipo precio máximo es un mecanismo que incentiva a los agentes a aumentar la eficiencia con el propósito de optimizar sus ingresos. Las mejoras en eficiencia son obtenidas por su propia gestión (expansión eficiente, calidad del servicio, entre otras) y los beneficios pueden ser trasladados a los usuarios durante el periodo tarifario o en los siguientes.

Se ha identificado que la efectividad de este esquema de incentivos se ha reducido por la aplicación de la política de Áreas de Distribución, ADD, definida en el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, MME, ya que no permite trasladar las eficiencias obtenidas directamente a los usuarios del mismo sistema y no da las señales de expansión adecuadas, entre otras razones.

Teniendo en cuenta lo anterior, se revisará la aplicación del esquema de precio máximo en conjunto con las ADD con el fin de ajustar el esquema de remuneración empleado.

Acorde con lo anterior, es necesario considerar alternativas que permitan la adecuada expansión de la red en cada caso, evitando ineficiencias producidas por las tarifas homogéneas al usuario final en sistemas con costos diferentes.

### **3.3 EFICIENCIA**

De acuerdo con los análisis propuestos en el numeral 3.2, la eficiencia técnica y económica en la expansión de los STR se lograría a través de la planeación centralizada por parte de la UPME, en concordancia con los criterios señalados por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG.

Para el SDL, de acuerdo con lo establecido en la ley, se hará una revisión de la aplicación de los criterios de eficiencia, considerando principalmente aspectos técnicos, en concordancia con la metodología de remuneración de las inversiones.

Dado que en el segmento de distribución de energía eléctrica no existen cargos horarios que permitan dar señales de congestión de la red o de aprovechamiento de la misma en horas valle, se considera conveniente revisar la posibilidad de establecer cargos horarios que modifiquen comportamientos de consumo para un mejor uso de la infraestructura.

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

### **3.4 CALIDAD DEL SERVICIO**

Para el STR se propone mantener el esquema actual, relacionado con las compensaciones que se deben descontar a los agentes que incumplan las condiciones exigidas en la regulación. Sin embargo, se analizará la forma de asignar el valor de las compensaciones causadas en el STN originadas por activos de un OR, para que se le atribuyan directamente a este agente.

Respecto a la calidad del servicio en los SDL, en la Resolución CREG 097 de 2008 la Comisión adoptó un esquema de incentivos y compensaciones, esquema que ha sido utilizado en diferentes países para regular la calidad del servicio y su evolución ha requerido de varios años. Por lo anterior, se considera adecuado continuar con el mismo esquema con el propósito de obtener información suficiente para evaluar sus resultados y determinar si se han logrado los objetivos regulatorios buscados.

No obstante, se han detectado aspectos que se considera necesario adecuar con el fin de fortalecer la señal que está proporcionando el esquema. A continuación se describe cada uno de estos aspectos.

- Frecuencia de las interrupciones: La metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 buscó incentivar la gestión del OR en la reducción de la duración de las interrupciones como un primer paso en la introducción al concepto de incentivos y compensaciones. Hoy se considera pertinente incluir en el esquema el seguimiento a la frecuencia de las interrupciones, ya que el primer paso ha permitido contar con un proceso de recolección de información más confiable.
- Estándares de calidad: Una vez iniciado la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, utilizando índices que incentivan al OR a no desmejorar el nivel histórico alcanzado, se analizará la posibilidad de establecer índices de referencia o metas que acerquen al OR a los niveles de calidad que puede brindar según la tarifa aprobada y el tipo de red utilizada, revisando entre otros los circuitos existentes, los circuitos que se interconecten, la dispersión de usuarios, la longitud de red y el nivel de enmallamiento.
- Asimilación y simplicidad: A fin de realizar comparaciones del desempeño del sistema de distribución colombiano, respecto al de otros países, se considera pertinente analizar la posibilidad de homologar los indicadores existentes con indicadores internacionales. Lo anterior también estará orientado a lograr una evaluación simplificada del desempeño por parte del OR y de la SSPD.
- Independización del incentivo: Debido a que el incentivo positivo o negativo que recibe el OR, por la mejora o desmejora de la calidad brindada, puede estar siendo aplicado a todos los usuarios de las empresas que conforman las áreas de distribución, establecidas en el Decreto 388 de 2007, se propone estudiar la modificación de la aplicación a los OR con el objeto de que éste sea pagado o descontado sólo de la tarifa de los usuarios del sistema al cual se le aplica dicho incentivo.

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

### **3.5 RESPALDO**

Debido a las consultas recibidas sobre las inversiones, los costos asociados y las condiciones para mantener la capacidad de respaldo de que trata el artículo 14 de la Resolución CREG 097 de 2008, se estudiará la posibilidad de ajustar las reglas de dichos contratos con el fin de precisar su aplicación tanto para los usuarios como para las empresas, considerando entre otros la estimación de los costos en que se incurre, los efectos de estos en los cargos, y las condiciones y las características del respaldo.

### **3.6 REMUNERACIÓN DE INVERSIONES**

Para el próximo período tarifario, la Comisión considera importante complementar y fortalecer las señales regulatorias para la modernización y reposición de la infraestructura eléctrica de tal manera que el estado del sistema sea acorde con el esquema de remuneración de la actividad.

Los principales aspectos a revisar son:

- Metodología de valoración de los activos.
- Metodología de remuneración de los activos.
- Señales para la reposición efectiva de la infraestructura.

#### **3.6.1 Unidades Constructivas**

La evolución en la metodología de remuneración de la actividad de distribución ha permitido la tipificación cada vez más precisa de las Unidades Constructivas, UC y, en consecuencia, mejorar la valoración de la infraestructura empleada en la distribución de energía eléctrica.

Para el próximo período tarifario, la Comisión tiene previsto revisar la metodología de actualización de costos de las UC, la conformación de las UC asociadas a centros de control y sistemas de comunicaciones, la metodología de remuneración de las servidumbres en las líneas y la incorporación de ajustes que reflejen las nuevas tecnologías en los sistemas de distribución, entre otros.

Por otro lado, se analizará la inclusión de las UC identificadas actualmente como especiales, la consistencia en la conformación y valoración de las UC del STR en comparación con las del STN y la posibilidad de compartir infraestructura y servidumbres entre el STR y STN.

Respecto de la remuneración de los activos del nivel de tensión 1, considerando los avances tecnológicos y el trabajo realizado por la industria al recopilar la información de las características de estas redes, se propone que la determinación de la valoración de los activos en este nivel de tensión se realice a partir del inventario real de las empresas, lo que permitiría calcular estos costos con mayor precisión.

*Handwritten signature/initials*

*Handwritten signature/initials*

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente periodo tarifario

### **3.6.2 Tasa de Retorno**

Para la remuneración de las inversiones en distribución se revisará la aplicación de las variables utilizadas para calcular el WACC, comparándolas con las usadas internacionalmente.

### **3.6.3 Reposición efectiva de activos**

Se estudiarán alternativas para incentivar la reposición efectiva de los activos, principalmente de aquellos que hayan cumplido su vida útil o de aquellos que por su estado físico o importancia dentro del sistema ameriten su reemplazo.

### **3.6.4 Conexiones de usuarios o generadores**

Se propone analizar los casos en los que las conexiones de usuarios no regulados, UNR, o generadores a los sistemas de distribución requieran de condiciones especiales, ya sea para la remuneración de los activos requeridos o para la forma de conectarse.

### **3.7 RECONOCIMIENTO DE AOM**

Se propone revisar la forma de reconocer los gastos de AOM teniendo en cuenta la metodología que se formule para la remuneración de los activos.

Independiente del método que se acoja para reconocer los gastos de AOM en la nueva metodología, es importante continuar recopilando la información anual de estos gastos. A partir de la información reportada se determinará si es necesario ajustar las cuentas consideradas en su cálculo y, si fuera necesario, proponer algún mecanismo que mejore la separación de los gastos entre las diferentes actividades desarrolladas por los agentes. En esta revisión se debe verificar que algunos gastos no estén siendo reconocidos como parte de otro concepto remunerado en forma separada.

Otro análisis a considerar es el efecto que han tenido las actualizaciones anuales de los gastos de AOM y, en particular, la relación que se estableció con el desempeño de los indicadores de calidad del servicio.

### **3.8 ENERGÍA REACTIVA**

Teniendo en cuenta las diferencias entre los agentes respecto de la aplicación de las normas establecidas sobre el cobro del transporte de energía reactiva, se analizarán las situaciones en las cuales se deban efectuar pagos al OR por transporte de energía reactiva en exceso y las opciones para definir los incentivos necesarios para la corrección de esta situación por parte de los causantes.

### **3.9 PRODUCTIVIDAD**

El régimen de tarifas debe buscar que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, en cumplimiento del principio de eficiencia

Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario

económica señalado en los artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año.

Considerando lo anterior, la Comisión revisará los ingresos que reciben los OR por otras actividades que emplean la infraestructura remunerada por los usuarios del servicio de energía eléctrica para que sea descontada. Un ejemplo de esto son los ingresos por contratos de capacidad de respaldo y el alquiler de la infraestructura a servicios de telecomunicaciones.

### **3.10 MIGRACIÓN DE USUARIOS A NIVEL DE TENSIÓN SUPERIOR**

En la Resolución CREG 097 de 2008 se señalaron los criterios para el cambio de nivel de tensión de un usuario. Al respecto se estableció que los usuarios deben justificar técnicamente la solicitud, que los OR deben contar con un estudio técnico actualizado que permita identificar la disponibilidad de conexión de cargas a niveles de tensión superior y que estos agentes deben autorizar el cambio en la conexión con base en dicho estudio.

Teniendo en cuenta las comunicaciones recibidas en las cuales se señalan las dificultades para el cambio de nivel de tensión por parte de algunos usuarios y la discrecionalidad de los OR para permitir el cambio de conexión, se propone revisar este tema.

### **3.11 DUPLICIDAD DE REDES EN EL SDL**

Teniendo en cuenta que no es económicamente eficiente contar con redes paralelas para la atención de usuarios en zonas donde puede existir presencia de dos o más OR, se propondrán las reglas a aplicar para evitar estas situaciones.



**FEDERICO RENGIFO VÉLEZ**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**GERMÁN CASTRO FERREIRA**  
Director Ejecutivo

BS

fe 04/0