

**ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS METODOLOGÍAS DE
REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y SU IMPACTO PARA LOS OPERADORES DE RED EN EL
PERIODO TARIFARIO 2015 - 2019**

FREDDY GIOVANNY MUÑOZ PORTILLA
Ingeniero Electricista

**Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en
Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**

Director:
JAIME GALINDO CÁRDENAS
Magíster en Potencia Eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2019

DEDICATORIA

A Dios, a mi familia y al ingeniero Gerson Javier Suarez Albarracín.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por cuidar de mí y guiar mis pasos para trazar mi camino.

A la Universidad Industrial de Santander, por haberme abierto sus puertas y permitirme realizar la especialización en tan prestigiosa Institución.

Al magíster Jaime Galindo Cárdenas por sus orientaciones en la realización de esta monografía y por sus conocimientos transmitidos en las clases vistas.

Estoy agradecido con todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para poder desempeñarme como estudiante de la Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, al personal que labora dentro de la Universidad, compañeros de clases, a los excelentes profesores que transmitieron sus conocimientos en cada una de los cursos vistos dentro del programa, y, asimismo, a mis demás amistades.

Y en especial, al ingeniero Gerson Javier Suarez Albarracín, quien fue mi compañero de monografía y lamentablemente dejó de existir.

A todos, ¡muchas gracias!

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. MODELOS PARA LA REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	15
1.1 GENERALIDADES DE LA ACTIVIDAD	15
1.2 TASA DE RETORNO	16
1.3 CÁLCULO DE COSTOS DE DIVERSAS RESOLUCIONES	16
1.3.1 CREG 099 de 1997 Cargos por uso de nivel de tensión	17
1.3.2 CREG 082 de 2002 Cargos por uso de nivel de Tensión	17
1.3.3 CREG 082 de 2002 activos eléctricos	18
1.4 NIVEL DE TENSIÓN 2	19
1.4.1 CREG 097 de 2008 activos eléctricos	23
1.5 COSTO ANUAL PARA EL NIVEL DE TENSIÓN 1	25
1.6 CREG 179 de 2014 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN	26
1.7 CARGOS DE AOM	28
1.8 CÁLCULO DE INGRESO DE LOS OPERADORES	29
1.8.1 CREG 082 de 2002 cargos máximos de ingresos de nivel de tensión	29
1.8.2 CREG 097 de 2008 cargos máximos de ingresos de nivel de tensión	32
2. ESQUEMAS REGULATORIOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	42
2.1 METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN	42
2.2 MODELOS DE REGULACIÓN	44
2.3 METODOLOGÍA DEL PRECIO MÁXIMO	45
2.4 METODOLOGÍA DEL INGRESO MÁXIMO	46
2.5 METODOLOGÍA DE COMPETENCIA REFERENCIAL	47

2.6 METODOLOGÍA DE TASA DE RETORNO	48
2.7 COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE REGULACIÓN	48
3. RESUMEN GENERAL DIFERENTES RESOLUCIONES	50
4. CONCLUSIONES	51
5. RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFÍA	54

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Costo que se reconoce anual en gastos de AOM	21
Tabla 2. Comparativo de las resoluciones	50

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Modelos de regulación	44

LISTA DE ABREVIATURAS

AOM: Administración, Operación y Mantenimiento (correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL).

BRA: Base Regulatoria de Activos (Está compuesta por activos eléctricos, activos no eléctricos y terrenos)

CND: Centro Nacional de Despacho (entidad encargada de la planeación, supervisión y control)

CNE: Compensación por energía no suministrada (compensación por ocasionar energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos)

DIU: Duración de las Interrupciones del servicio de un Usuario del sistema de distribución en un periodo establecido

FIU: Cantidad o la Frecuencia de Interrupciones del servicio que recibe un Usuario del sistema de distribución en un periodo establecido.

IPP: Índice de Precios del Productor (publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística, DANE)

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas (entidad encargada de los cargos de uso de las redes del SIN)

OR: Operador de Red

MUNTS: Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores

SAIDI: *System Average Interruption Duration Index* (duración promedio por usuario de las interrupciones de un sistema de distribución)

SAIFI: *System Average Interruption Frequency Index* (cantidad promedio por usuario de interrupciones de un sistema de distribución)

SDL: Sistema de Distribución Local

STR: Sistema de Transmisión Regional

STN: Sistema de Transmisión Nacional

UC: Unidad Constructiva

SIN: Sistema Interconectado Nacional

RESUMEN

Título: ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU IMPACTO PARA LOS OPERADORES DE RED EN EL PERIODO TARIFARIO 2015 - 2019.*

Autor: Ing. FREDDY GIOVANNY MUÑOZ PORTILLA**

Palabras Clave: Energía eléctrica, remuneración, electricidad, servicio público, costos

Descripción

El servicio de energía eléctrica es inherente a la finalidad social del Estado y su prestación al usuario final en términos de eficiencia financiera, calidad y continuidad del servicio requiere grandes inversiones en cada uno de los negocios del proceso de energía eléctrica, costos que se trasladan al usuario final a través de la tarifa. La Ley 142 de 1994, conocida como la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, establece que las fórmulas tarifarias deben revisarse y ajustarse si es necesario, cada cinco años. La actual metodología se estableció mediante la Resolución CREG 097 de 2008 y se pretende modificar con la expuesta en la resolución CREG 079 de 2014.

* Monografía

** Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: M. Sc. Jaime Galindo Cárdenas.

ABSTRACT

Title: COMPARATIVE ANALYSIS BETWEEN METHODOLOGIES FOR REMUNERATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION ACTIVITY AND ITS IMPACT FOR NETWORK OPERATORS IN THE TARIFF PERIOD 2015-2019*

Author: Eng. FREDDY GIOVANNY MUÑOZ PORTILLA**

Keywords: Electric power, compensation, electricity, public service, costs

Description

The electric power service is inherent to the social purpose of the state, and its provision to the end user in terms of financial efficiency, quality and continuity of service requires large investments in each of the businesses of the electric energy process, costs that are transferred to the end user through the tariff. Law 142 of 1994, known as the Public Utilities Act, provides that tariff formulas must be reviewed and adjusted if necessary, every five years. The current methodology was established through Resolution CREG 097 of 2008 and is intended to be modified with the methodology set out in resolution CREG079 of 2014.

* Monograph

** School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Specialization in Distribution Systems. Director: M. Sc. Jaime Galindo Cárdenas.

INTRODUCCIÓN

La metodología de remuneración de la actividad de distribución resulta un poco tediosa y cada vez que se somete a revisión se añaden nuevas formas o sistemas económicos, tecnológicos y ambientales que resultan algo complejos y dificultan la adaptación a los diferentes OR. Debido a lo anterior, resulta de interés generar un documento que recoja y analice cada uno de los temas que se tratan en la remuneración de la actividad desde el año 1997 para clarificar cuándo inició y cuál es el horizonte que establece la CREG en temas de remuneración para el nuevo periodo tarifario.

Con base en los análisis realizados y las nuevas metodologías empleadas para la remuneración de la distribución de energía eléctrica, se propone un esquema que motive a las empresas a que ejecuten inversiones importantes en la reposición y expansión de su sistema siempre y cuando sea autorizado por la UPME, mejoren la calidad del servicio, reduzcan las pérdidas de energía y compartan las ganancias en eficiencia con los usuarios finales.¹

Para remunerar la actividad de distribución, la CREG fija para cada OR unos ingresos y un cargo por uso de sus redes de distribución, el cual se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh). Este cargo lo deben pagar los usuarios por cada unidad de energía consumida. Los cargos permiten que el OR como sucede en cualquier otra actividad económica, recupere la inversión que realizó en los activos utilizados para prestar el servicio, obtenga una rentabilidad adecuada y cubra los gastos asociados con AOM. Estos cargos consideran unas condiciones de calidad del servicio, confiabilidad y pérdidas.

¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 097 de 2008. se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local., En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 47.134 de 6 de octubre de 2008),135p.

1. MODELOS PARA LA REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Este capítulo contiene los fundamentos teóricos y generalidades sobre los modelos para la regulación de la actividad de distribución, basándose en las resoluciones CREG 099 de 1997, CREG 097 de 2008 y GREG 179 de 2014. Hay que tener en cuenta que la transmisión y distribución de energía son monopolios regulados y la generación y comercialización son de libre competencia.

1.1 GENERALIDADES DE LA ACTIVIDAD

Teniendo en cuenta la metodología que se aplicará para el cálculo de los cargos por uso de los STR o SDL así:

- a. Los cargos de los SDL varían según los índices de calidad del servicio prestado.
- b. La resolución CREG 099 de 1997 se basa principalmente en costos unitarios que representen su valor de reposición de unidades constructivas. De la resolución CREG 097 de 2008 se tendrán en cuenta las mejoras de los activos y remuneración a través de unidades constructivas; en cuanto a la resolución CREG 179 de 2014, los ingresos dependen de la ejecución de planes de inversión del OR; para la resolución CREG 019 de 2017, dependen de los inventarios declarados antes del 2007 con valor implícito en los cargos de distribución vigentes y los declarados desde el 2008 en los inventarios.
- c. Los cargos por uso a aplicar a los usuarios de un municipio distinguirán las inversiones realizadas en cumplimiento de obligaciones establecidas por autoridades judiciales, municipales, departamentales o nacionales.

d. La base regulatoria de activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 se determinará a partir de inventarios. La base regulatoria de activos del nivel de tensión 1 se determinará a partir de los costos estimados de una muestra representativa.

1.2 TASA DE RETORNO

Para hacer una comparación muy superficial de las resoluciones trabajadas con respecto a las tasas de retorno, se analizan de la siguiente forma, la resolución CREG 099 de 1997 se trabaja la tasa de retorno un valor del nueve por ciento (9%) anual real, antes de impuestos, sobre los activos a ser remunerados, valorados a precios de reposición. En la resolución CREG 082 de 2002 este valor corresponde a 14.06 % para el nivel de tensión 4 y 16.06 % para los niveles de tensión 3 y 2; mientras que en la resolución CREG 097 de 2008 este valor corresponde a 13 % para el nivel de tensión 4 y 13.9 % para los niveles de tensión 3 y 2. La resolución CREG 179 de 2014 trabaja con los ingresos máximos de cada OR, para la resolución CREG 019 de 2017 dependen de la resolución CREG 095 de 2015, donde se define la metodología de la tasa de descuento.

1.3 CÁLCULO DE COSTOS DE DIVERSAS RESOLUCIONES

La resolución CREG 099 DE 1997 se basa en costos marginales mayores a los costos medios, cumpliendo las condiciones de eficiencia establecidas. La comisión les reconoce el costo marginal. En la resolución CREG 082 de 2002 se determina un costo anual por su uso equivalente a los activos en uso. Por otra parte, en la resolución CREG 097 de 2008, este valor se calcula con los inventarios de los activos en operación a la fecha de corte reportados por cada OR a la CREG, clasificados según el listado oficial de UC. En cuanto a la resolución CREG 179 de 2014, se calcula mensualmente los cargos por uso. Estos serán calculados por el LAC durante los primeros diez (10) días calendario, para la resolución CREG 019

de 2017 dependen del LAC el cual calculará mensualmente los cargos por uso de cada nivel de tensión.

1.3.1 CREG 099 de 1997 Cargos por uso de nivel de tensión. Los cargos se actualizarán mensualmente con el índice de precios al productor total nacional (IPP).

$$D_{m,t} = D_t \left(\frac{IPP_m}{IPP_0} \right) \quad (\text{Ecuación 1})$$

Aquí se tiene en cuenta que el tiempo de los cargos de uso debe ser aprobado y ajustado por la Comisión, con los índices de precios al productor total nacional vs. Producto Total Nacional correspondiente al mes de prestación del servicio.

Teniendo en cuenta la vigencia de los cargos, al inicio de cada año, se hará un ajuste que refleje los incrementos en productividad de las empresas y la disminución en las pérdidas permitidas así:

$$D_t = D_{t-1} (1 - \Delta IPSE - \Delta PR) \quad (\text{Ecuación 2})$$

Se comparan los precios del año anterior con un valor porcentual del índice de productividad del sector eléctrico y las perdidas reconocidas.

1.3.2 CREG 082 de 2002 Cargos por uso de nivel de Tensión. Los cargos de los STR serán calculados por el LAC, de acuerdo con la siguiente metodología:

a. Para cada uno de los años del período tarifario, el LAC estimará el ingreso anual para remunerar los activos de uso del nivel de tensión 4 y las conexiones al STN, de cada OR, así:

$$IA_{j,4,R,k} = CA_{j,4} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{k-1}}{IPPo} \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$IC_{j,R,k} = CAC_j * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{k-1}}{IPPo} \quad (\text{Ecuación 4})$$

b. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el ingreso total anual, así:

$$ITR_{R,k} = \sum_{j=1}^{TR} (IA_{j,4,R,k} + IC_{j,R,k}) \quad (\text{Ecuación 5})$$

c. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el cargo del nivel de tensión 4, de cada STR, así:

$$CD_{4,R,k} = \frac{ITR_{R,k}}{\sum_{j=1}^{TR} (DTC_{j,R,k-1})} \quad (\text{Ecuación 6})$$

1.3.3 CREG 082 de 2002 activos eléctricos. Se determinará un costo anual por su uso, en pesos colombianos a diciembre de 2001 así:

$$CA_{j,n} = CAAE_{j,n} + CAANE_{j,n} + AOM_{j,n} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Esta fórmula se puede aplicar para los niveles de tensión 4,3 y 2 en donde se tiene en cuenta el costo anual del uso de los activos tanto eléctricos como no eléctricos y los gastos de AOM. Para ello se aplican las siguientes formulas:

Para los activos de uso se aplican los inventarios otorgados (eléctricos) por el OR clasificados por UC con sus respectivos valores de reposición y la vida útil de los activos. Adicionalmente, se debe suministrar el listado de terrenos asociados con cada subestación del OR indicando para cada terreno su área (m²) y su valor catastral total.

$$CAAE_{j,3} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{N_{j,3}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-V_i}} \right) + CAET_{j,3} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * DS_{j,3}}{Eu_{j,3}}, CME_3 \right) * Eu_{j,3} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Para ello, se debe tener en cuenta el número de unidades constructivas que se utilizan, el costo de reposición del activo, el valor de la remuneración del activo por cargos de uso, una tasa de descuento, la vida útil del activo y el costo de los terrenos para el caso de las subestaciones.

1.4 NIVEL DE TENSIÓN 2

Para determinar este costo se debe tener en cuenta el costo anual equivalente de activos de uso correspondiente a unidades constructivas de líneas urbanas, rurales y demás elementos que intervienen.

$$CAAE_{j,2} = CAU_{j,2} + CAR_{j,2} + CAO_{j,2} \quad (\text{Ecuación 9})$$

Para el caso de los activos urbanos (líneas) se tiene en cuenta el número total de unidades constructivas correspondientes a líneas urbanas, el costo de reposición del activo, la tasa de descuento reconocida, su vida útil, así como energía útil urbana del nivel de tensión 2 del operador de red y cargo máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas urbanas del nivel de tensión 2.

$$CAU_{j,2} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{NLU_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-V_i}} \right)}{Eu_{j,2}}, CMEU_2 \right) * Eu_{j,2} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Para el caso de los activos rurales (líneas) se tiene en cuenta el número total de unidades constructivas correspondientes a líneas rurales, el costo de reposición del activo, la tasa de descuento reconocida, su vida útil, al igual que energía útil rural

del nivel de tensión 2 del operador de red y cargo máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas rurales del nivel de tensión 2.

$$CAR_{j,2} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{NLR_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-V_i}} \right)}{Eur_{j,2}}, CMER_2 \right) * Eur_{j,2} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Para el caso de los activos diferentes de líneas se tiene en cuenta el número total de unidades constructivas correspondientes a activos diferentes de líneas (rurales y urbanas), el costo de reposición del activo, la tasa de descuento reconocida, su vida útil, costo anual de terrenos para el nivel de tensión 2, costo anual de unidades constructivas que no se asocian con un nivel de tensión específico, el número total de niveles y el reporte del activo por parte del OR.

$$CAO_{j,2} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{NNL_{j,2}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-V_i}} \right) + CAET_{j,2} + \frac{CASNJ}{NS_j} * DS_{j,2}}{Eu_{j,3}}, CMEO_2 \right) * Eu_{j,2} \quad (\text{Ecuación 12})$$

En cuanto al costo anual de terrenos, para ello, se tienen en cuenta unos parámetros como son 0.076 fracción del valor total de los terrenos que se reconoce anualmente, número total de unidades constructivas de subestaciones, área típica reconocida a la unidad constructiva (m²), la fracción del terreno remunerado y el valor catastral del terreno.

$$CAET_{j,n} = R * \sum_{i=1}^{NS_{j,n}} (AT_i * PU_i * VCT_i) \quad (\text{Ecuación 13})$$

Para las UC que no se asocian con un nivel de tensión específico se tiene en cuenta número total de unidades constructivas reportadas, el costo de reposición, la tasa de descuento, la vida útil del activo,

$$CASN_j = \sum_{i=1}^{NSN_j} \left(CR_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-Vi}} \right) \quad (\text{Ecuación 14})$$

Ahora se trabaja para el caso de los activos no eléctricos en donde se debe tener en cuenta fracción del costo anual equivalente de los activos de uso del operador de red (0.041 para los niveles 4,3 y 2).

$$CAANE_{j,n} = NE * CAAE_{j,n} \quad (\text{Ecuación 15})$$

Los gastos anuales por concepto de administración, operación y mantenimiento que se reconocerán al operador de red de acuerdo con el nivel de tensión, el número total de UC reportadas, los gastos anuales de AOM por tabla adjunta y el costo de reposición del activo por desgaste.

$$AOM_{j,n} = \sum_{k=1}^{NT_{j,n}} [(FA_n + FAS_i) * CR_i * PU_i] + FA_n * \sum_{i=1}^{NSN_j} CR_i * \frac{Ds_{j,n}}{Ns_j} \quad (\text{Ecuación 16})$$

Tabla 1. Costo que se reconoce anual en gastos de AOM

Nivel de Tensión (n)	FA _n
4	0.02
3	0.02
2	0.04

Los costos anuales de los activos de conexión al STN del OR se determinan a través de los activos eléctricos, los terrenos asociados, los activos no eléctricos y los gastos de AOM. Todos estos valores son anuales.

$$CAC_j = CAAC_j + CATC_j + CANEC_j + AOMC_j \quad (\text{Ecuación 17})$$

Para los activos eléctricos asociados con la conexión al STN del OR hay que tener en cuenta para esta normativa el costo de reposición a nuevo, la fracción del costo de la unidad constructiva que es remunerada vía cargos por uso, una tasa de descuento reconocida (14.06%).

$$CAAC_j = \sum_{i=1}^{NSTN_j} \left[CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1 + r)^{-Vi}} \right] \quad (\text{Ecuación 18})$$

El costo anual de terrenos asociados con activos de conexión al STN del OR posee una serie de parámetros para ser calculada con 0.076 del valor total de los terrenos, para ello se consideran los parámetros del área reconocida a la unidad constructiva (m^2), se aplica un porcentaje del costo de la unidad constructiva que es remunerada vía cargos por uso y el valor catastral del terreno correspondiente a la subestación.

$$CATC_j = R * \sum_{i=1}^{NSTN_j} (AT_i * PU_i * VCT_i) \quad (\text{Ecuación 19})$$

El costo anual de activos no eléctricos asociados con activos de conexión al STN del OR, se consideran para resolver este factor el costo anual equivalente de los activos de conexión al STN del operador de red no eléctricos (0.041) y los eléctricos.

$$CANEC_j = NE * CAAC_j \quad (\text{Ecuación 20})$$

Gastos anuales por concepto de AOM, reconocidos con activos de conexión al STN se debe tener en cuenta un gasto anual de AOM de los activos de conexión al STN (0.02), un porcentaje del costo del activo por contaminación salina (0.005) cuando aplica la zona del OR, un costo de reposición a nuevo y la remuneración por cargos de uso.

$$AOMC_j = \sum_{i=1}^{NSTN_j} [(FAC_i + FAS_i) * CR_i * PU_i] \quad (\text{Ecuación 21})$$

Donde:

$n = \text{nivel de tension}$

$j = \text{operador de red}$

$CA_{j,n} = \text{Costo anual por uso de los activos del nivel de tensión}$

$CAAE_{j,n} = \text{Costo anual equivalente de los activos de uso}$

$CAANE_{j,n} = \text{Costo anual equivalente de los activos no eléctricos}$

$AOM_{j,n} = \text{Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento}$

1.4.1 CREG 097 de 2008 activos eléctricos. Para el costo anual equivalente de los activos de uso en el nivel de tensión requerido de un operador de red. De acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de esta resolución, los activos de conexión al STN, costo reconocido para la UC declarada por el OR, una fracción del costo reconocida por cargos de uso, la parte del activo que no es reconocida, una tasa de retorno del activo.

$$CAAE_{j,n} = \sum_{i=1}^{NR_{j,n}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{r}{1 - (1+r)^{-v_i}}) + \frac{CASN_j}{NS_j - 1} * DS_{j,n} \quad (\text{Ecuación 22})$$

Teniendo en cuenta el costo anual de las UC que no se asocian a un nivel específico se retoman o se vuelven a considerar algunos factores como son el costo reconocido de la UC, el costo reconocido por gastos de uso y un porcentaje del gasto no reconocido de la UC, la tasa de retorno y la vida útil del activo.

$$CASN_j = \sum_{i=1}^{NSN_j} \left[CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{r}{1 - (1+r)^{-v_i}} \right] \quad (\text{Ecuación 23})$$

Para los terrenos aplicamos los valores que son anuales del costo del terreno, el cual se reconoce un 6.9 %, el Número total de UC de subestaciones, el área de la subestación en m^2 , los cargos de uso y un porcentaje del activo que no es reconocido y el avalúo catastral.

$$CAT_{j,n} = R * \sum_{i=1}^{NS_{j,n}} (AT_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * VCT_i) \quad (\text{Ecuación 24})$$

Activos no eléctricos reconocidos al operador de red donde son reconocidos anualmente teniendo en cuenta una fracción del 0.041 de los activos no eléctricos, los activos eléctricos en uso y los activos nuevos adjudicados mediante convocatorias de la UPME.

$$CAANE_{j,n} = NE * (CAAE_{j,n} + NCAAE_{j,n}) \quad (\text{Ecuación 25})$$

Gastos anuales de AOM se debe tener en cuenta un porcentaje reconocido por AOM, un costo de reposición de inversión, los costos de UC reconocidas y no reconocidas.

$$AOM_{j,n,k} = PAOMR_{j,k} * CRI_{j,n} \quad (\text{Ecuación 26})$$

$$CRI_{j,n} = \sum_{i=1}^{NR_{j,n}} CR_i * PU_{j,i} + \sum_{i=1}^{NSN_j} CR_i * PU_{j,i} * \frac{Ds_{j,n}}{NS_j - 1} \quad (\text{Ecuación 27})$$

Donde:

r = Tasa de retorno para la remuneración

j = operador de red

V_i = Vida útil en años para la UC

$CASN_j$ = Costo anual de la UC que no se asocian con un nivel de tension

NS_j = Número total de niveles de tension opera el activo

Ds_j = Variable que toma los valores 1 (cuando se reporta activos de uso)

$NR_{j,n}$ = Número total de UC del nivel de tensión

CR_i = Costo reconocido para la UC

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

$RPP_{j,i}$ = Valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa

1.5 COSTO ANUAL PARA EL NIVEL DE TENSIÓN 1

Para hallar el costo anual de Inversión del nivel 1 se debe tener en cuenta los siguientes parámetros para ser utilizados en la siguiente formula, número de transformadores de distribución, inversión media de redes y transformadores por circuito estimada, una tasa de retorno con la metodología del precio máximo y la vida útil de los activos.

$$CAI_{j,1} = NT_j * \left[\sum_{h=1}^H (Inv_HR_{j,h} * W_{j,h} * \frac{r}{1-(1+r)^{-V_i}} + \sum_{h=1}^H (Inv_HT_{j,h} * W_{j,h} * \frac{r}{1-(1+r)^{-V_i}}) \right]$$

(Ecuación 28)

La inversión total estimada para cada OR se obtiene con el número de transformadores de distribución reportados al SUI por el OR, el estrato y la inversión del circuito.

$$CRI_{j,1} = NT_j * \sum_{h=1}^H Inv_H_{j,h} * W_{j,h} \quad (\text{Ecuación 29})$$

$$Inv_H_{j,h} = \frac{1}{NM_{j,h}} * \sum_{k=1}^{NM_{j,h}} Inv_C_{j,k,h} \quad (\text{Ecuación 30})$$

Para los costos anuales de AOM en el nivel de tensión 1 se requiere la siguiente información como es el costo de reposición de la inversión, y el porcentaje de AOM reconocido.

$$AOM_{j,1,k} = CRI_{j,1} * PAOMR_{j,k} \quad (\text{Ecuación 31})$$

1.6 CREG 179 de 2014 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN

Estos cargos por uso deben ser pagados por los comercializadores a los OR por cada kWh transportado en el nivel de tensión 3 y deben ser trasladados a los usuarios regulados y no regulados.

Se conforman dos cargos. Mediante los primeros se remunera toda la infraestructura del nivel de tensión correspondiente excluyendo los activos construidos por requerimientos judiciales u obligaciones impuestas por autoridades locales, departamentales o nacionales y, mediante los segundos, se remuneran los cargos excluidos del primero.

Para el nivel de tensión 3

$$Dt_{3,j,m,t} = CD_{4,R,m,t} + CD_{3,j,m,t} \text{ (Ecuación 32)}$$

$$Dt_{3,j,p,m,t} = CD_{4,j,p,m,t} + CD_{3,j,p,m,t} \text{ (Ecuación 33)}$$

Cargos por uso del activo

$$CD_{3,j,m,t} = \frac{IA_{j,3,t}}{(1-P_{j,3}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,3,m}} \text{ (Ecuación 34)}$$

Cargos por uso de activos locales

$$CD_{3,j,p,m,t} = \left[\frac{IA_{j,p,3,t}}{(1-P_{j,3}) * (\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,3,m}) * \frac{V_{3,j,p,m,t}}{V_{3,j,m,t}}} + \frac{IA_{INC,j,3,t}}{(1-P_{j,3}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,3,m}} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \text{ (Ecuación 35)}$$

Para el nivel de tensión 2

Se aplican la misma fórmula del nivel de tensión 3 solo se le adicionan los cargos del nivel de tensión 2 así:

$$Dt_{2,j,m,t} = CD_{4,R,m,t} + CD_{3,j,m,t} + CD_{2,j,m,t} \quad (\text{Ecuación 36})$$

Teniendo en cuenta los cargos de uso para el nivel de tensión 2 se calcula con la siguiente formula:

$$CD_{2,j,m,t} = \frac{IA_{j,2,t}}{(1-P_{j,2}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,2,m}} \quad (\text{Ecuación 37})$$

Para el uso de activos locales sobre este nivel se utiliza la fórmula:

$$CD_{2,j,p,m,t} = \left[\frac{IA_{j,p,2,t}}{(1-P_{j,2}) * (\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,2,m}) * \frac{V_{2,j,p,m,t}}{V_{2,j,m,t}}} + \frac{IAINC_{j,2,t}}{(1-P_{j,2}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,2,m}} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \quad (\text{Ecuación 38})$$

Para el nivel de tensión 1 cada operador de red se aplicará de la siguiente manera:
Se adiciona los activos construidos en el nivel 1.

$$Dt_{1,j,m,t} = CD_{4,R,m,t} + CD_{3,j,m,t} + CD_{2,j,m,t} + CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t} \quad (\text{Ecuación 39})$$

$$Dt_{1,j,p,m,t} = CD_{4,j,p,m,t} + CD_{3,j,p,m,t} + CD_{2,j,p,m,t} + CDI_{1,j,p,m,t} \quad (\text{Ecuación 40})$$

En caso de que la totalidad o fracción de los activos de nivel de tensión 1 sean de propiedad del usuario o de la copropiedad donde está el predio del usuario, el comercializador deberá descontar, de la variable $Dt_{1,j,m,t}$, el cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR j, $CDI_{1,j,m,t}$, en la fracción que corresponda. Con este propósito se debe reportar por parte del operador de red de carácter mensual el listado de usuarios con propiedades o infraestructuras propias para ser tenidas en los descuentos del mes siguiente y si es de propiedad en acuerdo de usuario y operador de red se realizará un descuento del 50% del cargo máximo.

Los gastos de AOM serán por parte de los usuarios y por lo mínimo se realizará mantenimiento una vez al año.

Para el nivel de tensión 1 el cargo del uso de los activos generales

$$CDI_{1,j,m,t} = \frac{IA_{j,1,t}}{(1-P_{j,1}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}} \quad (\text{Ecuación 41})$$

Los activos locales del nivel de tensión 1 se aplica la siguiente formula:

$$CDI_{1,j,p,m,t} = \left[\frac{IA_{j,p,1,t}}{(1-P_{j,1}) * (\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}) * \frac{V_{1,j,p,m,t}}{V_{1,j,m,t}}} + \frac{IAINC_{j,1,t}}{(1-P_{j,1}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

(Ecuación 42)

Para obtener el cargo del nivel de tensión aplicable se requiere combinar el ingreso anual de la inversión en activos y los incentivos recibidos del nivel de tensión 1 para ello se debe tener en cuenta la energía suministrada, la energía perdida y otros factores como el índice de precios al productor del mes en curso y del mes anterior

1.7 CARGOS DE AOM

Los cargos del nivel de tensión 1 se relacionan con respecto al ingreso anual de los activos con respecto a la energía comercializada y perdida en el sistema con la diferencia producida en los índices de precios al productor en el mes anterior y en mes de corte.

$$CDA_{1,j,m,t} = \frac{IAAOM_{j,n,t}}{(1-P_{j,1}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \quad (\text{Ecuación 43})$$

1.8 CÁLCULO DE INGRESO DE LOS OPERADORES

1.8.1 CREG 082 de 2002 cargos máximos de ingresos de nivel de tensión.

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 se determinarán, para cada uno de los años del período tarifario, a partir de:

- Los Costos anuales encontrados.
- Las energías útiles de cada nivel de tensión estimadas, para cada año del período tarifario.

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 ($CD_{j,3}$ y $CD_{j,2}$ respectivamente) se calculan por medio de las siguientes expresiones:

a) Nivel de tensión 3

$$CD_{j,3} = \frac{CA_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}} \quad (\text{Ecuación 44})$$

Donde:

$CA_{j,3}$: Costo anual para remunerar el uso de los activos del nivel de tensión 3 del operador de red.

$Eu_{j,3}$: Energía útil del nivel de tensión 3 del operador de red.

$O_{j,3}$: Pago anual por uso de SDL que el OR hace a otro OR por concepto de conexiones en el nivel de tensión 3 así:

$$O_{j,3} = \sum_{l=1}^{NC3_j} (CD_{j,l} * EI_{j,l}) \quad (\text{Ecuación 45})$$

Donde:

$NC3_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el nivel de tensión 3 del OR.

$CD_{j,l}$: Cargos máximos (\$/kWh) estimados para otros OR o equivalentes del respectivo contrato de conexión.

$EI_{j,l}$: Energía que importó el OR a través de su conexión con otro OR.

Nivel de Tensión 2

$$CD_{j,2} = \frac{CA_{j,2} + CA_{j,3} * \frac{Fe_{j,3 \rightarrow 2}}{Fe_{j,S3}} + O_{j,2}}{Eu_{j,2}} \quad (\text{Ecuación 46})$$

Donde:

$CA_{j,2}$: Costo anual para remunerar el uso de los activos eléctricos del nivel de tensión 2 del operador de red.

$Eu_{j,2}$: Energía útil del nivel de tensión 2 del operador de red.

$Fe_{j,3 \rightarrow 2}$: Energía que fluye del nivel de tensión 3 al nivel de tensión 2, del OR.

$Fe_{j,3S}$: Energía que sale del nivel de tensión 3 del OR (sin considerar pérdidas).

$O_{j,2}$: Pago anual por uso de SDL que el OR hace a otro OR, así:

$$O_{j,2} = \sum_{l=1}^{NC2_j} (CD_{j,l} * EI_{j,l}) \quad (\text{Ecuación 47})$$

Donde:

$EI_{j,l}$: Energía que importó el OR a través de su conexión con otro OR.

3. Cálculo de cargos máximos del nivel de Tensión 1

Para cada Operador de Red se establecen los siguientes cargos:

Redes Aéreas

Cargo máximo por concepto de inversión ($CDAI_{j,1}$),

Cargo máximo por concepto de gastos de AOM ($CDAM_{j,1}$).

Redes Subterráneas

Cargo máximo por concepto de inversión ($CDSI_{j,1}$),

Cargo máximo por concepto de gastos de AOM ($CDSM_{j,1}$).

Estos cargos se determinan a partir de las siguientes expresiones:

Cargo máximo para redes aéreas ($CDAI_{j,1}$)

$$CDAI_{j,1} = CMEI_r * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + CMEI_u * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)} \quad (\text{Ecuación 48})$$

Donde:

$CMEI_r$: Cargo máximo eficiente reconocido por concepto de inversión para redes aéreas rurales. Su valor es 38.8750 \$/kWh.

PDR_j : Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR.

PDU_j : Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR reportada a la CREG.

$CMEI_u$: Cargo máximo eficiente reconocido por concepto de inversión para redes aéreas urbanas. Su valor es 15.6555 \$/kWh.

Cargo Máximo de gastos de AOM para Redes Aéreas ($CDAM_{j,1}$)

$$CDAM_{j,1} = CMEM_r * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + CMEM_u * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)} \quad (\text{Ecuación 49})$$

Donde:

$CMEM_r$: Cargo máximo eficiente reconocido por concepto de gastos de administración, operación y mantenimiento para redes rurales. Su valor es 5.3835 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

$CMEM_u$: Cargo máximo eficiente reconocido por concepto de gastos de administración, operación y mantenimiento para redes urbanas. Su valor es 0.3120 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

Cargo máximo de inversión para redes subterráneas ($CDSI_{j,1}$)

$$CDSI_{j,1} = 24.9538 \$ / kWh_*$$

$$CDSM_{j,1} = 0.0438 \$ / kWh_*$$

1.8.2 CREG 097 de 2008 cargos máximos de ingresos de nivel de tensión.

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2, teniendo en cuenta que para cada uno de los años del período tarifario con los costos anuales obtenidos, las energías útiles de cada nivel de tensión se aplicaran de la siguiente manera.

Para el nivel de tensión 3 se aplican las siguientes formulas:

$$CD_{j,3} = CDI_{j,3} + \frac{AOM_{j,3,k} + CAT_{j,3} + CAANE_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}} \quad (\text{Ecuación 50})$$

$$CDI_{j,3} = \frac{CDIR_{j,3} * 0,9 * Eu_{j,3,0} + CAAE_{j,3} * 0,1 + NCAAE_{j,3}}{Eu_{j,3}} \quad (\text{Ecuación 51})$$

$$O_{j,3} = \sum_{f=1}^{NC3j} (CD_{f,3} * EI_{j,f}) \quad (\text{Ecuación 52})$$

$$CDIR_{j,3} = CD_{j,3,R82} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}} * FC_{j,3} \quad (\text{Ecuación 53})$$

$$FC_{j,3} = \frac{1}{1,1849 * \frac{(CAAE_{j,3,R82,DE})}{(CAAE_{j,3,R82,AE})} + 0,1383} * \frac{FInv_{j,3}}{FDem_{j,3}} \quad (\text{Ecuación 54})$$

Como son varias fórmulas se mencionarán las variables con las que se trabajarán así:

$CD_{j,3}$: Cargo máximo del nivel de tensión 3 para el OR.

$CDI_{j,3}$: Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del nivel de tensión 3, para el OR.

$AOM_{j,3,k}$: Gastos anuales de AOM asignables al nivel de tensión 3.

$CAT_{j,3}$: Costo anual de terrenos para el OR.

$CAANE_{j,3}$: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignable

$O_{j,3}$: Pago anual por uso de SDL que el OR hace a otro OR.

$Eu_{j,3,0}$: Energía útil del nivel de tensión 3 del OR, para los doce meses que finalizan en la fecha de corte.

$Eu_{j,3}$: Energía útil del nivel de tensión del OR para los doce meses que finalizan en la fecha de corte.

$CDIR_{j,3}$: Costo unitario de referencia, Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.

$CAAE_{j,3}$: Costo anual equivalente de los activos de uso en el nivel de tensión para el operador de Red.

$NCAAE_{j,3}$: Costo anual equivalente de los nuevos activos de uso en el nivel de tensión, El valor de las UC a reconocer se afectará por el porcentaje informado por la UPME.

$NC3_j$: Número de conexiones con otros OR.

$CD_{f,3}$: Cargo máximo del nivel de tensión 3 (\$/kWh) estimado para el OR que exporta en la conexión.

$El_{j,f}$: Energía que importó el OR, a través de la conexión de otro OR.

$FC_{j,3}$: Factor de conversión en el nivel de tensión 3, para el OR.

$FInv_{j,3}$: Factor que muestra la relación entre el valor de la inversión a la fecha de corte, calculada con las UC definidas en la resolución CREG 082 de 2002, este factor deberá ser calculado y sustentado por el OR en la solicitud de cargos.

$FDem_{j,3}$: Factor que muestra la relación entre la energía útil en el nivel de tensión 3, para el OR, calculada de acuerdo con lo previsto en la energía útil para el mismo nivel de tensión.

IPP_{dic01} : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

IPP_0 : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de diciembre de 2007.

Cálculo de cargos máximos del nivel de tensión 2

$$CD_{j,2} = CDI_{j,2} + \frac{AOM_{j,2,k} + CAT_{j,2} + CAANE_{j,2} + O_{j,2}}{Eu_{j,2}} + CD_{j,3-2} \quad (\text{Ecuación 55})$$

$$CDI_{j,2} = \frac{CDIR_{j,2} * 0,9 * Eu_{j,2,0} + CAAE_{j,2} * 0,1 + NCAAE_{j,2}}{Eu_{j,2}} \quad (\text{Ecuación 56})$$

$$O_{j,2} = \sum_{f=1}^{NC2j} (CD_{f,2} * EI_{j,f}) \quad (\text{Ecuación 57})$$

$$CD_{j,3-2} = CD_{j,3} * \frac{Fe_{j,3 \rightarrow 2}}{Eu_{j,2}} \quad (\text{Ecuación 58})$$

$$CDIR_{j,2} = CD_{j,2,R82} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}} * FC_{j,R,2} \quad (\text{Ecuación 59})$$

$$FC_{j,2} = \frac{1}{1,1849 * \frac{(CAU_{j,2,R82,DE} + CAR_{j,2,R82,DE} + CAO_{j,2,R82,DE})}{(CAU_{j,2,R82,AE} + CAR_{j,2,R82,AE} + CAO_{j,2,R82,AE})} + 0,2767} * \frac{FInv_{j,2}}{FDem_{j,2}} \quad (\text{Ecuación 60})$$

Donde:

$CD_{j,2}$: Cargo máximo del nivel de tensión 2 para el OR.

$CDI_{j,2}$: Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del nivel de tensión 2.

$AOM_{j,2,k}$: Gastos anuales de AOM.

$CAT_{j,2}$: Costo anual de terrenos para el OR del nivel de tensión 2.

$CAANE_{j,2}$: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignable al nivel de tensión 2.

$O_{j,2}$: Pago anual por uso de SDL que el OR hace a otro OR, por concepto de conexiones en el nivel de tensión 2.

$Eu_{j,2,0}$: Energía útil del nivel de tensión 2 del OR para los doce meses que finalizan en la fecha de corte.

$Eu_{j,2}$: Energía útil del nivel de tensión 2 del OR.

$CD_{j,3-2}$: Cargo unitario del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2

$CDIR_{j,2}$: Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del nivel de tensión 2.

$CAAE_{j,2}$: Costo anual equivalente de los activos de uso en el nivel de tensión 2.

$NCAAE_{j,2}$: Costo anual equivalente de los nuevos activos de uso en el nivel de tensión 2.

$NC2_j$: Número de conexiones con otros OR que inyectan energía en el nivel de tensión 2.

$CD_{f,2}$: Cargo máximo del nivel de tensión 2 (\$/kWh) estimado para el OR que exporta en la conexión.

$El_{j,f}$: Energía que importó el OR a través de la conexión reportada.

$Fe_{j,3 \rightarrow 2}$: Flujo de energía del nivel de tensión 3 al nivel de tensión 2.

$FC_{j,2}$: Factor de conversión en el nivel de tensión 2.

$FInv_{j,2}$: Factor que muestra la relación entre el valor de la inversión a la fecha de corte calculada con las UC, el valor de la inversión para el mismo nivel de tensión con el que se calcularon los cargos que el OR tiene aprobados con la metodología.

$FDem_{j,2}$: Factor que muestra la relación entre la energía útil en el nivel de tensión 2 y la energía útil para el mismo nivel de tensión, con la que se calcularon los cargos aprobados.

IPP_{dic01} : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

IPP_0 : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de diciembre de 2007.

Cálculo de cargos máximos del nivel de tensión 1

Para ello hay que tener en cuenta los cargos por inversión, por gastos de AOM los cuales se realizan con las siguientes formulas:

$$CDI_{j,1} = CDIR_{j,1} * 0,9 + \frac{CAI_{j,1}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}} * 0,1 - \frac{OI_j}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}} \quad (\text{Ecuación 61})$$

$$CDIR_{j,1} = \frac{CDAI_{j,1,R82} * VA_{j,1,0} + CDSI_{j,1,R82} * VS_{j,1,0}}{1,1272 * (VA_{j,1,0} + VS_{j,1,0})} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}} \quad (\text{Ecuación 62})$$

$$CDM_{j,1} = \frac{AOM_{j,1,k}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}} \quad (\text{Ecuación 63})$$

Se debe tener en cuenta las siguientes variables así:

$CDI_{j,1}$: Cargo máximo por concepto de inversiones para el nivel de tensión 1.

$CDIR_{j,1}$: Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del nivel de tensión 1 aprobado por la CREG para cada OR.

$CAI_{j,1}$: Costo anual de los activos de uso en el nivel de tensión 1.

OI_j : Otros ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica. Este valor corresponde al 33% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que

finaliza en la fecha de corte. El valor debe ser reportado por el OR en el momento de la solicitud de aprobación de cargos. En caso de que no se reporte dicho valor, se tomará el 50% del valor más alto reportado por los OR.

$V_{j,1}$: Ventas anuales de energía en el nivel de tensión 1, efectuadas por todos los comercializadores de energía en el sistema del OR. La información de ventas corresponde a la registrada por los comercializadores al SUI para el año que finaliza en la fecha de corte.

$VA_{j,1,0}$: Ventas anuales de energía en el nivel de tensión 1, facturada con el cargo para circuitos aéreos, del OR durante el año que finaliza en la fecha de corte.

$VS_{j,1,0}$: Ventas anuales de energía en el nivel de tensión 1, facturada con el cargo para circuitos subterráneos del OR.

$PNT_{j,nr}$: Pérdidas no técnicas no reconocidas al OR en kWh-año.

$CDM_{j,1}$: Cargo máximo por concepto de AOM para el nivel de tensión 1.

$AOM_{j,1,k}$: Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento asignables al nivel de tensión 1, para el OR.

IPP_{dic01} : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

IPP_0 : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de diciembre de 2007.

1.8.3 CREG 179 de 2014 cargos de los ingresos de nivel de tensión

Para el nivel de tensión 3

Los ingresos anuales de los diversos OR como estamos en el territorio colombiano se realizarán en pesos colombianos y no en otro tipo de moneda comercial, en nivel de tensión 3; para ello no tienen en cuenta los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.

$$IAT_{j,3,t} = IA_{j,3,t} + \sum_{p=1}^P IA_{j,3,p,t} + IAINC_{j,n,t} \quad (\text{Ecuación 64})$$

$$IA_{j,3,t} = [IA_{j,n,t} - \sum_{p=1}^P IA_{j,p,n,t} - IRM_{j,n,t-1}] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \text{ (Ecuación 65)}$$

Para ello se deben tener en cuenta las siguientes variables:

$IAT_{j,3,t}$: Ingreso anual total del OR en nivel de tensión 3.

$IA_{j,3,t}$: Ingreso anual del OR en nivel de tensión 3 sin incluir los activos construidos con base en ordenamientos judiciales.

$IA_{j,3,p,t}$: Ingreso anual del OR en el nivel de tensión 3, aplicable en el municipio.

$IAINC_{j,n,t}$: Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión del OR.

P : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales.

$IRM_{j,n,t-1}$: Ingreso del OR en el nivel de tensión en el año $t-1$, recibido por concepto de migración de usuarios a niveles de tensión superiores o por respaldo de red.

Ingresos de nivel de tensión 2. Los ingresos anuales de los diversos OR como estamos en el territorio colombiano y las transacciones se realizan en el territorio nacional se realizarán en pesos colombianos y no en otro tipo de moneda comercial, en nivel de tensión 2; hay que tener en cuenta los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.

Se aplican las fórmulas y parámetros del nivel de tensión 3, pero en este caso es para el nivel 2 así:

$$IAT_{j,2,t} = IA_{j,2,t} + \sum_{p=1}^P IA_{j,2,p,t} + IAINC_{j,n,t} \text{ (Ecuación 66)}$$

$$IA_{j,2,t} = [IA_{j,n,t} - \sum_{p=1}^P IA_{j,p,n,t} - IRM_{j,n,t-1}] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \text{ (Ecuación 67)}$$

Ingresos de nivel de tensión 1. Los ingresos anuales de los diversos OR en nivel de tensión 1; para ello no tienen en cuenta los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.

Se aplican las fórmulas y parámetros del nivel de tensión 3 y 2, pero en este caso es para el nivel 1 así:

$$IAT_{j,1,t} = IA_{j,1,t} + \sum_{p=1}^P IA_{j,1,p,t} + IAINC_{j,n,t} \quad (\text{Ecuación 68})$$

$$IA_{j,1,t} = [IAA_{j,n,t} - IRM_{j,n,t-1} - \sum_{p=1}^P IA_{j,p,n,t} - OI_{j,1,t-1}] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \quad (\text{Ecuación 69})$$

La fórmula de $IA_{j,1,t}$: posee una ligera variación ya que al ingreso anual por inversión le restan el ingreso de migración de usuarios y el resultado de la remuneración de forma exclusiva los activos construidos y la activos remunerados mediante cargos por uso.

Los ingresos anuales de los OR por la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica están compuestos por los ingresos asociados con las inversiones realizadas, con los gastos en los que se incurre en la prestación del servicio y con los incentivos por mejorar los niveles de eficiencia en inversiones, gastos de AOM y calidad del servicio.

Los ingresos anuales asociados con la rentabilidad de las inversiones, la recuperación del capital invertido y el reconocimiento de los gastos eficientes de AOM se calculan de la siguiente forma:

$$IA_{j,n,t} = IAA_{j,n,t} + IAAOM_{j,n,t} \quad (\text{Ecuación 70})$$

Donde:

$IA_{j,n,t}$: Ingreso anual por inversiones y gastos del nivel de tensión 1 del OR

$IAA_{j,n,t}$: Ingreso anual por inversión en activos del nivel de tensión 1 del OR en el año.

$IAAOM_{j,n,t}$: Ingreso anual por gastos de AOM del nivel de tensión 1 del OR.

Para los ingresos anuales asociados con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio se determinan con base en la siguiente información:

- a. El inventario de activos utilizado para la aplicación de la metodología de remuneración de la resolución CREG 097 de 2008, clasificado de acuerdo con las unidades constructivas.
- b. El inventario de activos reportados por las empresas a la comisión en cumplimiento de lo establecido en el artículo 18 de la resolución CREG 097 de 2008, se incluyen los activos de las categorías expansión, calidad y pérdidas.
- c. El inventario de activos de los planes de inversión del OR, reportados con base en las UC definidas en la presente resolución y las UC especiales sometidas a consideración de la comisión.
- d. Los activos operados por el OR cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos.
- e. Los activos del plan de inversiones.
- f. El inventario de activos a retirar clasificado según el listado de UC.
- g. El costo de los activos a diciembre de 2007 se establecerá con base en el valor implícito reconocido actualmente.
- h. El costo de los activos incluidos en el plan de inversiones se establecerá con base en la valoración de las UC.
- i. El costo de los terrenos asociados a las subestaciones reportadas por el OR a la CREG en la solicitud de cargos indicando para cada terreno su área en m² y el valor catastral total.

Los ingresos anuales para cada uno de los niveles de tensión del STR o SDL se determinan de conformidad con la siguiente expresión:

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t} \text{ (Ecuación 71)}$$

2. ESQUEMAS REGULATORIOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El modelo que se asume toma los precios de todos los bienes y servicios como establecidos y ninguno de los dos tiene la facultad para modificar el precio de un bien o servicio, el precio lo da el mercado por competencia perfecta. Sin embargo, un equilibrio no es aplicable en todos los sectores económicos.

Los monopolios naturales, como por ejemplo las empresas distribuidoras y transmisoras de energía eléctrica son agentes con poder en el mercado y en consecuencia su actividad representa una inexistencia de competencia perfecta, lo que sus acciones pueden modificar el precio del servicio que están prestando, requiriendo entonces la intervención del gobierno para garantizar el mayor bien social y mantener un equilibrio económico para las empresas.

En conclusión el sistema de regulación es un tema del día a día en Colombia y sobre todo la existencia de competidores no es posible en las actividades de distribución y transmisión, se está evitando un monopolio para esta actividad el cual llevaría a que los precios del mercado sean elevados, por lo que es necesaria la intervención del gobierno fijando precios, compensando a los usuarios, incentivando a las compañías prestadoras de servicio para que sus costos sean eficientes y garantizando su viabilidad económica y financiera.

2.1 METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN

las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica son monopolios naturales y deben ser reguladas para así brindar una eficiencia de los recursos y maximizar el bienestar social, independientemente del modelo de regulación empleado para valorar el nivel y la estructura de las tarifas, el ente regulador debe tomar en consideración promover inversiones, operaciones y mantenimientos

eficientes y al mismo tiempo exigir a los OR ofrecer a los usuarios una calidad de servicio determinada, además debe promover también la reducción de costos que surgiría como consecuencia de los aumentos de productividad.

El nivel de precio regulado debe permitir operar a los OR, cubriendo sus costos eficientes, y evitando que tengan beneficios extraordinarios en aprovechamiento de los consumidores.

La dificultad que se presenta en la actualidad es establecer una tarifa que reconozca una estabilidad financiera para las empresas, que el usuario no perciba un alto costo por el servicio ni pague ineficiencias en las inversiones del OR.

En otras palabras, lo que se pretende es que el precio medio cobrado al usuario coincida con el costo medio de largo plazo del OR, que el ingreso que perciba el OR por el cobro de la tarifa cubra sus costos totales (operación y prestación del servicio) más una rentabilidad esperada.

Para saber cuál es el costo medio del OR, el regulador debe conocer cuál es la estructura de costos reales del mismo, si la información no se conoce, o si se reporta de manera inadecuada no se podrá monitorear el desempeño de la reducción de costos de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. La información de la estructura financiera de los OR es la base para establecer un buen modelo regulatorio, ya que la única entidad que sabe cuánto le cuesta el servicio que ofrece es la empresa y el regulador siempre deberá buscar reducir esa brecha de la asimetría de información entre él y el OR para tomar las mejores decisiones.

Existen dos tipos de modelos económicos tradicionales en la remuneración de cargos para los sistemas de distribución:

1. Modelos basados en el costo del servicio

- Tasa de retorno (Cost of service)

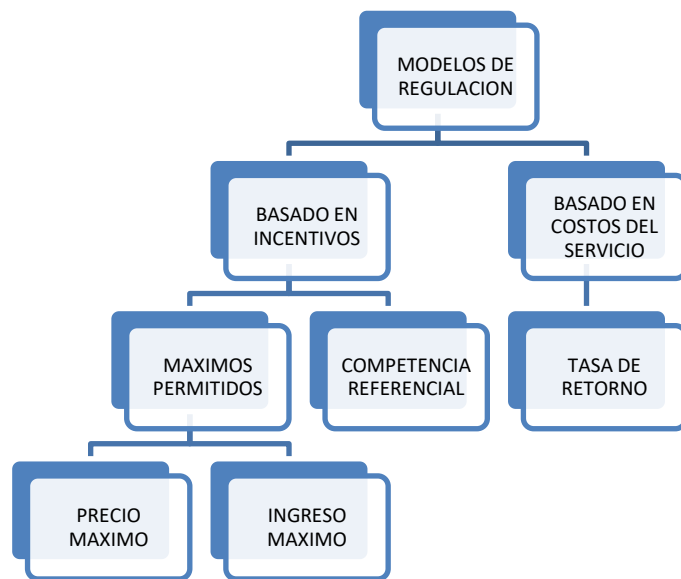
2. Modelos basados en incentivos

- Precio máximo (Price cap)
- Ingreso máximo (Revenue cap)

Los modelos tradicionales se dividen en dos tipos ya que evidenciamos en cualquiera de los dos quien asume el riesgo, en un modelo basado en el costo del servicio es el usuario quien tiene el riesgo de que se cambie su tarifa final por el servicio prestado, en un modelo basado en incentivos es la empresa (el OR) quien asume el riesgo de perder o ganar, pierde si realiza una gestión ineficiente y gana si ocurre lo contrario. El propósito de los dos modelos tradicionales siempre ha sido el de mejorar el nivel de competitividad y tarifas finales a los usuarios regulados en el corto plazo.

2.2 MODELOS DE REGULACIÓN

Figura 1. Modelos de regulación



2.3 METODOLOGÍA DEL PRECIO MÁXIMO

La metodología del precio máximo es una estrategia que usa el modelo de remuneración basado por incentivos, esta metodología consiste en que el ente regulador reconoce la inversión de la infraestructura realizada por el OR a través de un cargo de distribución máximo dependiendo de un escenario de proyección de demanda.

Los precios máximos pueden ser actualizados anualmente o mensualmente por el índice IPP de precios al consumidor para actualizar los cargos de un periodo a otro.

Algunas metodologías de precio máximo incluyen en la actualización del ingreso o del precio un factor de eficiencia del mercado, que a la larga se transforman en los incentivos o penalizaciones de esta metodología para las empresas.

En un periodo tarifario de cinco años, el precio máximo es establecido en el primer año y actualizado año a año por el IPP, sin embargo, su formulación no es cambiada sino hasta finalizar el periodo tarifario, lo que representa un riesgo por demanda para los OR, ya que si la demanda no crece lo esperado no se podrán remunerar el total de las inversiones.

El cargo máximo de distribución para un OR está determinado por los siguientes componentes:

$$CD = CDI + \frac{AOM + CAT + CAANE + O}{Eu} + CD_{n+1-n} \text{ (Ecuación 72)}$$

CD: Cargo máximo del nivel de tensión para el OR.

CDI: Costo unitario para remunerar la inversión.

AOM: Gastos anuales de AOM.

CAT: Costo anual de terrenos para el OR.

CAANE: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos.

O: Pago anual por uso de SDL que el OR hace a otro OR, por concepto de conexiones.

Eu: Energía útil del OR.

CD_{n+1-n}: Cargo unitario del nivel de tensión n+1 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión n.

2.4 METODOLOGÍA DEL INGRESO MÁXIMO

El mecanismo del ingreso máximo también tiene como objetivo incentivar la eficiencia de las inversiones en las empresas prestadoras del servicio eléctrico, esta metodología define el ingreso que puede recibir un OR en un periodo de tiempo sin tener un riesgo de demanda ya que el ingreso depende es de la inversión de la infraestructura reconocida que ha realizado el OR, este modelo también se actualiza anual o mensualmente por el IPP.

De forma general y simplificada la ecuación que se usa para la metodología del Ingreso máximo es determinada por los siguientes componentes

$$IAT = IA + \sum_{p=1}^P IA + IAINC \quad (\text{Ecuación 73})$$

IAT_i: Ingreso anual total del OR.

IA: Ingreso anual del OR sin incluir los activos construidos con base en ordenamientos judiciales.

IA: Ingreso anual del OR, aplicable en el municipio.

IAINC: Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión del OR.

P: Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales.

Como se puede observar de la ecuación anterior, no existe un riesgo de demanda, el ingreso siempre será garantizado, el que es cambiante en el tiempo es el cargo de distribución que al final se percibe en aumento o disminución del precio del kWh en la factura de la energía.

2.5 METODOLOGÍA DE COMPETENCIA REFERENCIAL

Esta metodología está basada en la teoría de los contratos óptimos, si el comportamiento de diferentes OR son comparables entre sí para lograr resultados iguales, entonces sus incertidumbres son correlacionales y comparables, para esto se usan los costos medios reportados por los OR y se toma su media como referencia, una empresa que sea relativamente mejor eficiente que las otras percibirá un beneficio, si por el contrario está peor eficiente de acuerdo a la referencia no percibirá ningún beneficio.

En Colombia solo por la diferencia de regiones ya no permite que los OR sean comparables. La cantidad de usuarios, la cantidad de infraestructura, las ordenanzas territoriales, la influencia de los costos medios de un OR en el centro de un país al de un OR ubicado en la costa son diferentes, todas estas variables que influyen en la determinación del esfuerzo de los agentes para prestar el servicio siempre tienen circunstancias diferentes.

A pesar de lo anterior, el mecanismo regulatorio es implementable y adecuado si en el mercado de distribución existiera una gran cantidad de agentes, que estos fueran comparables así sea por pequeños grupos, teniendo en cuenta que ninguno de ellos tenga gran influencia en el promedio de los costos medios reportados, recordemos que el problema de los promedios es que son fuertemente influenciados por los extremos, si la desviación entre las incertidumbres de los costos de los OR comparables es grande, el modelo amplía la brecha de la información asimétrica.

$$CP_i = \sum \frac{CP_k}{n-1} \text{ (Ecuación 74)}$$

Donde:

CP_k : Costos medios del OR k.

CP_i : Costos medios del OR i.

2.6 METODOLOGÍA DE TASA DE RETORNO

El modelo de costo del servicio se basa en la metodología de tasa de retorno. En esta se le reconoce al OR a través de la remuneración, los costos históricos en que este haya incurrido, incluyendo los gastos operacionales más el costo del capital invertido (Depreciación + rentabilidad). Para que no se presenten irregularidades en los ingresos, se limita la tasa de retorno (cuyo valor es dado por el regulador) que al final es el incentivo para presentarse un poder de abuso dominante en la tarifa.

Los ingresos regulados para esta primera metodología se determinan como la suma de las siguientes componentes:

$$ITR_{R,k} = \sum_{j=1}^{TR} (IA_{j,4,R,k} + IC_{j,R,k}) \text{ (Ecuación 75)}$$

2.7 COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE REGULACIÓN

Los modelos regulatorios se adaptan a las necesidades de los mercados de distribución y transporte de energía eléctrica, al ser estos mecanismos dinámicos y de aplicación dependiente de la realidad que se esté presentando en un determinado momento de la historia, mejorando los modelos y metodologías aquí presentadas cumpliendo con el objetivo de la regulación.

Se comienza por la tasa de retorno en la cual se reconocía el costo de prestar el servicio y una tasa de retorno al capital invertido. Luego más adelante los entes reguladores se dieron cuenta que los clientes pagaban costos de servicios muy elevados y se desconocían los costos de las empresas (OR), de esta manera sistemas regulatorios se orientaron a los incentivos, con el propósito de reducir los costos de las empresas y mejorar la eficiencia en las inversiones.

Hoy en día los entes reguladores han aprendido que deben introducir a los modelos una componente de planificación estratégica, en donde lo importante es remunerar las inversiones necesarias de los OR para cumplir con las metas establecidas por la regulación, metas en calidad, confiabilidad y seguridad.

3. RESUMEN GENERAL DIFERENTES RESOLUCIONES

A continuación, se adjunta un cuadro comparativo con los principales aspectos evolutivos de las diferentes resoluciones:

Tabla 2. Comparativo de las resoluciones

VARIABLES	CREG 099/1997	CREG 082/2002	CREG 097/2008	CREG 179/2014
AOM	Para el STR era del 2% del valor de la BRA reconocida y para el SDL era del 2% en el nivel 3, y del 4% en los niveles 2 y 1.	Para el STR era del 2% del valor de la BRA reconocida y para el SDL era del 4% en el nivel 3, y del 2% el nivel 2, para el nivel 1 eran un monto ya dado.	Es un solo porcentaje para todos los niveles de tensión, solo que este es variable y su valor lo da la mejora o desmejora en los índices de calidad.	Los OR deben entregar a la superintendencia la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución. Al no entregar información de AOM se aplicará una disminución del (5%).
Activos no eléctricos	Se reconocía un 8% del costo anual de los activos eléctricos para el STR y SDL.	Se reconocía un 4,1% del costo anual de los activos eléctricos para el STR y SDL menos en el nivel de tensión 1, no se reconocía.	Se reconoce un 4,1% del costo anual de los activos eléctricos para el STR y SDL menos en el nivel de tensión 1, no se reconoce.	Se reconoce una fracción multiplicadora del 0,02 del costo anual de los activos eléctricos
Costo de terrenos	Se reconocía el 12% del valor comercial de terrenos.	Para el nivel de tensión 1 no se reconocía un porcentaje, para el SDL y STR se reconocía el 7.6% del valor catastral.	Se reconoce un 6.9% del valor catastral para todos los niveles de tensión.	Se reconoce un 6.9% del valor catastral para todos los niveles de tensión.
Pérdidas	Las pérdidas reconocidas para el STR eran del 1,5%, y para el SDL variaban del 2% al 10% dependiendo del nivel de tensión.	Las pérdidas reconocidas para el STR eran del 1,35%, y para el SDL variaban del 6.43% al 1,47% dependiendo del nivel de tensión.	Las pérdidas reconocidas para el STR son del 0,91%, y para el SDL variaban del 10.07% al 0.91% dependiendo del nivel de tensión.	Se revisa si el valor individual de un OR es inferior o superior, tomado el valor resultante de calcular la media más la desviación estándar de los índices de pérdidas de todos los OR del país en cada nivel.
Unidades constructivas	La muestra la conformaba 38 elementos, y la vida útil variaba desde los 5 años hasta los 25 años.	La muestra la conformaba 111 elementos, y la vida útil para todas de 25 años.	La muestra la conformaba 170 elementos, y la vida útil tiene rangos por familias de activos entre los 5 hasta los 40 años.	La muestra la conformaba 339 elementos, para activos de nivel de tensión 1 es igual a 35 años y para activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 es igual a 45 años.
Calidad del servicio	La calidad del servicio no estaba integrada con la remuneración y era medida por los indicadores del FES y TES de acuerdo a la resolución CREG 070/98.	La calidad del servicio no estaba integrada con la remuneración y era medida por los indicadores del FES y TES trimestrales de acuerdo a la resolución CREG 025/99 y la CREG 084/02. Las anteriores resoluciones definieron metas para los índices de calidad.	La calidad del servicio está integrada a la remuneración y es medida en el SDL por los índices de calidad ITAD e IRAD, para el STR son horas de indisponibilidad.	La calidad del servicio está integrada a la remuneración y es medida en el SDL por los índices de SIDI y SIFI, para el STR son horas de indisponibilidad.
WACC	La tasa de retorno reconocida para el STR y SDL fue del 9%.	La tasa de retorno reconocida para el STR era del 14,06% y para el SDL del 16,06%.	La tasa de retorno reconocida para el STR era del 13% y para el SDL del 13,09%.	Este valor corresponde a 13 % para el nivel de tensión 4 y 13.9 % para los niveles de tensión 3 y 2.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 043 de 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, En: Diario Oficial, Bogotá: (el día:10/Mayo/2013), 6p)

4. CONCLUSIONES

El negocio de la energía eléctrica en Colombia ha tendido una serie de modificaciones a nivel de tarificación por motivo de compensaciones y teniendo en cuenta que los operadores de red son considerados monopolios naturales (uno es suficiente para prestar el servicio en una parte específica) y se puede presentar abuso de poder dominante en el costo de la tarifa y en la prestación del servicio, el objetivo principal de fijar precios es entonces lograr que una economía de escala se comporte como un mercado de competencia perfecta.

Una gran mejora está orientada a buscar el mayor beneficio tanto para los diferentes OR y el público en general es optimizando los recursos de las compañías prestadoras del servicio, para esto es importante poseer un mayor conocimiento del valor de los equipos en el mercado, y un seguimiento a las tendencias reales económicas de un país.

Cuando se implementa un modelo de regulación, debe asegurar que las inversiones realizadas bajo las condiciones de remuneración de ese modelo se lleven a feliz término en caso de que las reglas de juego cambien por la evolución de los mercados.

Las UC son la base de los ingresos de los OR, se debe tener especial cuidado en asignar sus montos y vidas útiles, si estos dos parámetros no se acercan a los valores reales se puede presentar un riesgo en no reconocer la adecuada remuneración de las inversiones.

Los modelos regulatorios iniciaron con la implementación de un modelo basado por costo de servicio, que años más tarde se modificó a un modelo basado en incentivos para mejorar la eficiencia en el uso de los recursos de las compañías. Actualmente,

la experiencia internacional ha presentado un modelo regulatorio orientado a las metas de los OR que propone dejar de remunerar la infraestructura física (unidades constructivas) y orientarse más a remunerar el cumplimiento de los objetivos a los que se comprometen los OR.

La propuesta regulatoria a diferencia de las demás resoluciones que se han ido acogiendo en la historia regulatoria colombiana, propone la separación de los ingresos por activos debido a las criticidades identificadas por el OR en su red de los ingresos por activos de ordenanzas territoriales, de esta manera promueve las tarifas diferenciales por municipios y asegura que las inversiones que son mandatarias sean remuneradas.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda que la resolución definitiva que emita la CREG considere un periodo en el cual los operadores de red se puedan adaptar al nuevo marco de remuneración y que contraste sus análisis con un estudio de viabilidad financiera para las compañías prestadoras del servicio eléctrico.

Este trabajo final, tiene el propósito de mostrar los impactos de la propuesta regulatoria frente al modelo de remuneración vigente y a partir de estos proponer mejoras.

Los sistemas regulatorios de remuneración de cargos cubren tantos temas que se puede emprender investigaciones en la asignación de unidades constructivas, en los modelos de menú de contratos para las nuevas inversiones, en el costo de la energía reactiva, en los nuevos modelos de remuneración, en modificar el cálculo de los cargos de distribución.

BIBLIOGRAFÍA

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Anexo de la circular 034 de 2014. Revisión de las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica, En: página CREG, Bogotá: (16 jun., 2014), 390p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Presentación de socialización, fortalecimiento y consolidación de la distribución de energía en Colombia., En: página web de ASOCODIS: Bogotá (diciembre de 2013), 26p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Presentación de socialización, 108 evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora propuesta de remuneración actividad de distribución de energía eléctrica resolución CREG 179 de 2014, En: página web de ASOCODIS: Bogotá (marzo de 2015), 132p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Presentación de socialización, propuesta de remuneración actividades de transmisión y distribución resoluciones CREG 178 y 179 de 2014., En: página web de ASOCODIS: Bogotá (marzo de 2015), 42p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 079 de 2014. Por la cual se ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el periodo tarifario 2015-2019, En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 49.181, el día:13/junio/2014), 9p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 082 de 2002. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento

de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local., En: Diario oficial, Bogotá: (No. 45.044 de 24 de diciembre de 2002), 74p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 097 de 2008. se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local., En: Diario oficial, Bogotá: (No. 47.134 de 6 de octubre de 2008), 135p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 097 de 2008. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional., En: Diario oficial, Bogotá: (No. 49.424 de 13 de febrero de 2015), 204p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 099 de 1997. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local., En: Diario oficial, Bogotá: (No. 43.078 de julio 8 de 1997), 28p.