

Planeamiento versus regulación en la estructura de cargos del nivel de tensión 4 de distribución eléctrica en Colombia

Planning versus regulation in voltage level 4 charges structure of electrical distribution in Colombia

HENRY NAVARRO SÁNCHEZ

Ingeniero Electricista y Magíster en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia. Gerente de Negocios, Empresa de Energía de Bogotá S.A.
Docente Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería.
hnavarro@eeb.com.co

ALEXANDRA SASHENKA PÉREZ SANTOS

Ingeniera Electricista y Magíster en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia. Docente de vinculación especial, Facultad Tecnológica, Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
asperezs@udistrital.edu.co

Fecha de recepción: abril 15 de 2005

Clasificación del artículo: reflexión
Fecha de aceptación: junio 27 de 2005

Palabras clave: distribución eléctrica, cargos por uso, eficiencia energética.

Key words: power system distribution, use charges, energy efficiency.

RESUMEN

Los sistemas de distribución de energía eléctrica en nivel 4 de tensión (sistemas con tensión nominal = 57,5 kV y < 220 kV) son el eje principal del sistema de distribución en Colombia; no obstante, su expansión responde a los incentivos que puedan recibir los operadores de red (ORs). La entrada en vigencia de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) No. 082 de 2002 para el período tarifario 2003-2007, agregó una serie de factores de eficiencia y criterios de acotamiento en el reconocimiento de los cargos por uso de los sistemas de distribución en este nivel; ello

hace que el OR se vea obligado a evaluar los criterios de diseño y planeamiento de estas líneas. Aunque en este artículo se reconoce la necesidad de definir criterios de eficiencia para inversiones no óptimas, se pretende establecer los efectos de la regulación vigente sobre los ORs, y la concordancia entre el factor de eficiencia planteado por el regulador y los criterios técnicos de diseño para la construcción de una línea en nivel 4 de tensión.

ABSTRACT

The systems of distribution of electrical energy in voltage level 4 (systems with nominal voltage = 57,5

kV and < 220 kV) are the main axis of the Colombian distribution system. However, its expansion depends on you stimulate received by Operators Network. The expedition of the Resolution 082 of 2002, made by the Regulation Commission of Energy and Gas (CREG) for 2003-2007, introduces several efficiency factors and demarcation criteria to approve of uses charges for distribution systems in level 4. That forces the

Operators Network to evaluate the design and planning to their electric lines. In this paper we recognizes the need of to define efficiency design criteria for non optimum investments. However, we show the effects of that legislation in the Operator's Network activities and it specifies if the efficiency factor planned by the technical Regulator is in agreement with the design criteria of construction of lines in voltage level 4.

1. Introducción

El sector eléctrico colombiano ha tenido cambios sustanciales en la última década, a partir de la entrada en vigencia de la Constitución Política de 1991; las Leyes 142¹ y 143² de 1994 y su reglamentación mediante los Decretos 1524 y 2253 de 1994, que facultan la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para regular la prestación de los servicios de generación, comercialización, transmisión y distribución local, y para definir las metodologías y cargos máximos por acceso y uso de los sistemas de distribución. De las anteriores actividades, la distribución eléctrica es una parte fundamental de la cadena de provisión del servicio al usuario final: se recibe la energía eléctrica del sistema de transmisión y se entrega en los diferentes niveles de tensión en el punto de conexión de la carga.

Por su densidad y cobertura, el sistema de distribución de energía eléctrica requiere de grandes inversiones de mucho esfuerzo en la administración, operación y mantenimiento; por esta razón es el componente de mayor magnitud en la tarifa cobrada al usuario final. Esta circunstancia también determina que cualquier ahorro en inversiones o gastos (AOM), incida de manera determinante en el costo de prestación del servicio y en las tarifas pagadas por el usuario final.

La actividad de distribución consiste en prestar un servicio público de transporte de energía eléctrica

en niveles de tensión normalizados (tensión ≤ 115 kV). El regulador ha definido una estructura tarifaria para remunerar esta actividad; la inversión es tenida en cuenta en la determinación de los costos de distribución que servirán de base para la definición del cargo. El cargo "D" por empresa se determina considerando los siguientes aspectos: a) desempeño de empresas eficientes, b) áreas de distribución comparables, c) características propias de la región, d) monto de la inversión en redes de distribución (incluido el costo de oportunidad de capital); e) costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada; f) niveles de pérdida de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

Con la intención de establecer la tarifa justa por la prestación del servicio de energía eléctrica, la CREG emitió la Resolución 031 de 1997³ que afecta a todos los agentes del mercado eléctrico (generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores). Allí se establece un cargo único a pagar por la prestación del servicio, calculado a partir de cargos de generación, transporte, distribución y comercialización; cada agente debe establecer una tarifa (\$/kWh) de prestación del servicio en condiciones de eficiencia.

Para la definición del cargo de distribución (D), la CREG ha realizado estudios minuciosos con el fin

¹ Ley 142 de 1994. Ley de Servicios Públicos Domiciliarios.

² Ley 143 de 1994. Ley Eléctrica.

³ Creg 031 de 1997, por la cual se aprueban las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional Cargo Único.

de establecer una metodología apropiada y equitativa para las partes involucradas, invocando siempre criterios de eficiencia. Las primeras resoluciones fueron las 003⁴ y 004⁵ de 1994; que determinaron la metodología aplicable para establecer el cargo en un período de tiempo específico. La resolución 099 de 1997⁶ estableció la metodología para el cálculo del cargo para el período tarifario 1998-2002; antes de terminar este período se hicieron ejercicios de relativa complejidad, orientados a determinar la metodología aplicable en el período tarifario 2003-2007 (Resolución 082 de 2002)⁷.

El objetivo de este artículo es presentar los resultados del análisis de la Resolución CREG 082 de 2002 y de los estudios que la originaron, centrando la atención en el nivel 4 de tensión; se busca identificar si los cambios regulatorios de la última década inciden en el planeamiento de redes eléctricas de distribución, y hacer recomendaciones para que los planificadores de red realicen el diseño de redes y para que la entidad reguladora enriquezca sus ejercicios de análisis del cargo de distribución.

2. Planteamiento del problema

Se formula la siguiente pregunta de investigación: ¿la regulación debe adecuarse a la realidad de los sistemas de distribución?, o por el contrario, ¿el planeamiento del sistema debe adecuarse a los ingresos recibidos por cargos de distribución?

En Colombia, mediante la Resolución CREG 082 de 2002, por la cual se aprueban los principios ge-

⁴ Resolución 003 de 1994, por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

⁵ Resolución 004 de 1994, por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución y se define el procedimiento para su pago.

⁶ 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.

⁷ Resolución 082 de 2002, 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.

nerales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, la CREG clasificó los sistemas de distribución en función de la tensión nominal de operación, como:

- Nivel 4: sistemas con tensión nominal $\geq 57,5$ kV y < 220 kV.
- Nivel 3: sistemas con tensión nominal ≥ 30 kV y $< 57,5$ kV.
- Nivel 2: sistemas con tensión nominal ≥ 1 kV y < 30 kV.
- Nivel 1: sistemas con tensión nominal < 1 kV.

La resolución también clasificó los sistemas de distribución por su función, así:

- Sistema de transmisión regional (STR): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión 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 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 operadores de red (OR).
- Sistema de distribución local (SDL): compuesto por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos asociados que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1, dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización.

El planificador de red debe alimentar el proceso de planeamiento con las señales regulatorias establecidas por las diferentes resoluciones que han determinado la remuneración para cada período tarifario.

En forma unilateral, la regulación ha definido factores de eficiencia que obligan a realizar ajustes en los criterios de planeamiento, dado que involucran aspectos técnicos y económicos; así, se observa la necesidad de unificar el concepto de *uso eficiente de los activos*. A corto plazo, la visión de la regulación plantea analizar de manera particular los

activos y valorar su uso eficiente; en este caso, se aplicarían criterios de eficiencia a las unidades constructivas, vinculadas o no con líneas radiales.

En general, la regulación afecta temas como caracterización de usuarios; tasa de crecimiento de la demanda de potencia y calidad de la misma; calidad del servicio; normalización de equipos; criterios de remuneración; incentivos para la expansión; estándares de confiabilidad; incentivos para mejorar estándares de confiabilidad; pérdidas reconocidas; metas de productividad; reconocimiento de riesgos para la inversión, de activos eléctricos normalmente abiertos, de inversión en terrenos y de costos de administración, operación y mantenimiento; factores de eficiencia y períodos de vigencia de las regulaciones.

En el plan de expansión elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para los diferentes operadores de red pública, los proyectos indicativos para el nivel de tensión 4 no son de obligatoria ejecución, pero en caso de llevarse a cabo, son los únicos activos que podrían adicionarse para volver a calcular cargos de distribución en el lapso de tiempo comprendido por el período tarifario.

En general, en todos los sistemas de distribución, las líneas de nivel 4 son fundamentales para atender la demanda actual y futura; en la mayoría de casos este nivel se desarrolla radialmente y después se va enmallando en respuesta al crecimiento de la demanda y de su nivel de importancia por requerimientos de confiabilidad y calidad del servicio.

Para las líneas no radiales de nivel IV, el costo de reposición se acota por el proceso de normalización; la cota superior se establece como el valor que tiene el 57% de probabilidad de no ser excedido; por tanto, este tipo de líneas no son reconocidas al 100% de su costo de reposición. Para las líneas radiales de nivel 4, el costo de reposición estipulado en las unidades constructivas se ve afectado por el factor de eficiencia en función de la cargabilidad y la longitud; en consecuencia, todas las líneas radiales tampoco son reconocidas al 100% de su costo

de reposición. Puede afirmarse entonces que la regulación no está incentivando el desarrollo de planes de expansión de la cobertura, dado que la estrategia para llegar a nuevos mercados está constituida fundamentalmente por líneas radiales.

El operador de red se verá en la obligación de replantear proyectos que involucren redes radiales de nivel 4, y utilizando criterios técnicos y económicos buscará la forma de suplir la demanda identificada, con proyectos de líneas radiales en nivel de tensión 3, realizando enmallamiento en nivel de tensión 4 o conservando líneas radiales en este último nivel; de esta manera se retarda la ejecución del plan de expansión, no sólo por criterios económicos, sino por la expectativa que el cambio regulatorio del próximo período tarifario modifique el nivel de remuneración de líneas radiales en nivel 4 y/o genere criterios de eficiencia para unidades constructivas involucradas con líneas no radiales.

El impacto sobre el cliente se sentirá fundamentalmente en mercados débiles, zonas rurales y ciudades intermedias; ellos son los más sensibles a estos cambios regulatorios, pues los mercados fuertes o de grandes ciudades ya tienen construidos los sistemas enmallados en nivel de tensión IV. Para sistemas de distribución en este nivel de tensión que involucren líneas radiales existentes, el operador de red podría plantear estrategias encaminadas a invertir en activos eléctricos de proyectos de enmallamiento, con el fin de buscar mejorar el cargo de distribución; esto no sólo tendría implicaciones económicas para el usuario final, sino que podría llegar a afectar la estabilidad del sistema.

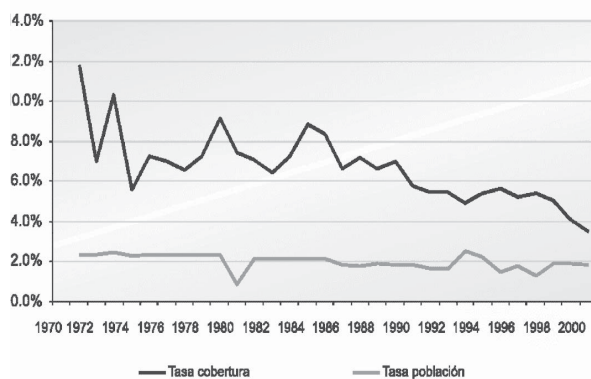
3. Análisis del problema

Se busca evaluar la razonabilidad de la regulación de las líneas radiales de nivel 4, de considerar su importancia para el desarrollo de los sistemas de distribución; asimismo, contribuir con la realimentación requerida por los procesos de planeamiento del sistema de distribución en la definición de ese tipo de infraestructura, dadas las condiciones de remuneración mencionadas.

La planeación de la expansión de la cobertura en el nivel 4 corresponde a los operadores de red; éstas reaccionan de acuerdo con las necesidades del sistema de distribución y los cargos aprobados en la Resolución CREG 082 de 2002 con la aprobación de la UPME. Así, seguramente, la expansión de cobertura se hará hasta donde la regulación reconozca la cuantía y los costos de la inversión.

La UPME ha expresado que "cuando se analiza el efecto de la regulación en la expansión de la cobertura en zonas interconectadas, se identifica que el mecanismo tarifario existente no estimula la cobertura"⁸. La CREG plantea que existen mecanismos de financiación de los gastos de inversión y reposición como el FAER⁹ y el FAZNI¹⁰; con su utilización se evitaría trasladar a los usuarios los costos ineficientes de expansión, mediante la estampilla de nivel 4.

Figura 1. Tasa de crecimiento de la cobertura y tasa de crecimiento de la población en la última década. Plan de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica



Un elemento importante en el análisis es la evolución del sistema eléctrico en Colombia. Como puede observarse en la figura 1, la tasa de crecimiento de

la cobertura ha tenido una tendencia decreciente; esto puede explicarse porque en general las empresas han logrado un alto nivel de cobertura en zonas urbanas (en las que el crecimiento está compuesto básicamente por vivienda nueva y legalización de usuarios); no obstante, para los usuarios rurales, el aporte de las empresas es bajo debido a los costos de expansión de estos proyectos. Así, aún está por darse el crecimiento en estas últimas zonas, pero para garantizar el desarrollo se requiere del concurso de los agentes prestadores del servicio y de la correspondiente disponibilidad de recursos financieros.

Además, en la planeación del sistema es necesario adicionar criterios que establezcan el uso eficiente de los activos de las empresas, teniendo en cuenta que el regulador establece que los ingresos de éstas se fijan con base en la valoración de tales activos. La CREG señala que los activos son adecuados y eficientes cuando su topología tiene un impacto importante en la confiabilidad (sistemas no radiales), o su cargabilidad refleja su uso eficiente (sistemas radiales); en otras palabras, cuando estos activos se relacionan con sistemas con un nivel de desarrollo medio o alto en el horizonte de largo plazo (10 años). Este criterio está desmotivando a los operadores de red, que han realizado el planeamiento del sistema bajo el espíritu de ampliar la cobertura y suplir demandas insatisfechas pero no necesariamente bajo el criterio de eficiencia establecido en la resolución objeto de análisis (carga máxima individual o de flujo de energía anual por el activo); también es importante resaltar que un buen porcentaje de la expansión de redes de distribución en nivel 4 se ha hecho con recursos de la nación por medio del IPSE¹¹.

Según la CREG, los criterios de eficiencia que deben aplicarse al caso colombiano son los planteados en la Resolución 082 de 2002, como etapa de transición hacia un esquema de mayor exigencia; de acuerdo con esta entidad, "muchas empresas

⁸ UPME, Plan de expansión de la cobertura de servicio de energía eléctrica, febrero de 2004, numeral 6.1.2, la regulación tarifaria y la señal de expansión de la cobertura.

⁹ FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.

¹⁰ FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no interconectadas.

¹¹ IPSE: Instituto de Planificación de Soluciones Energéticas.

han tenido una historia de no mucha eficiencia, en razón del manejo no muy técnico de la expansión en el pasado¹². Se requiere, por tanto, a la luz de esta resolución, que las líneas radiales representativas del nivel 4 con factores de eficiencia inferiores o iguales a uno (1,0), se analicen teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos de planeamiento de sistemas de distribución.

3.1 Criterios de eficiencia para activos del nivel de tensión 4¹³

3.1.1 Líneas radiales

Cada OR que solicite cargos por uso del nivel de tensión 4, deberá establecer el costo máximo eficiente por unidad de energía a reconocer para cada una de las unidades constructivas correspondientes a sus líneas radiales¹⁴.

Se presentan las condiciones para aplicar el criterio de eficiencia:

$$\begin{aligned}
 \text{Si } L \leq 40 & \quad Fef_{j,4} = \frac{P \max}{55} \\
 \text{Si } 40 < L \leq 105 & \quad Fef_{j,4} = \frac{P \max * L^{0,81}}{1.093} \\
 \text{Si } L > 105 & \quad Fef_{j,4} = \frac{P \max}{25}
 \end{aligned} \tag{1}$$

En (1):

Pmax: potencia máxima esperada para diez años.

$$P \max = 1,5 * P_{2001} \tag{2}$$

En (2):

¹² Documento CREG-113 Diciembre 17 de 2003, p.34.

¹³ Resolución CREG 082 de 2002 Anexo No. 8.

¹⁴ Se entiende por radial aquella línea en la que el flujo de potencia siempre tiene un sentido único.

P_{2001} : demanda máxima de potencia del tramo de línea en MVA, para el año 2001 reportada por el OR; el reporte debe ser realizado en el momento en que cada OR presenta la solicitud de aprobación de cargos.

L : longitud del tramo de línea radial en km, desde su inicio en un módulo de línea hasta el punto en el que se instala un transformador o aparece una derivación de la misma; en otras palabras, cada tramo debe transportar una potencia única.

$Fef_{j,4}$: factor de eficiencia por aplicar sobre los costos de reposición por nuevo de cada unidad constructiva j que hace parte del tramo de línea radial de longitud L en el nivel de tensión 4. El máximo reconocido será de 1,0

3.1.2 Otros activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales

Para activos diferentes a líneas radiales, se determina un cargo máximo eficiente a reconocer (CME4), el cual se calcula así:

a. Para cada uno de los operadores de red se determina el costo medio de activos diferentes a líneas radiales del nivel de tensión ($CMNR_{j,4}$), así:

$$CMNR_{j,4} = \frac{\sum_{i=1}^{NNR_{j,4}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right) + CAET_{j,4} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * D_{S_{j,4}}}{Eu_{j,4}} \tag{3}$$

En la ecuación (3):

$NNR_{j,4}$: número total de unidades constructivas diferentes a unidades de líneas radiales del nivel de tensión 4 reportados por el OR_j. No deben considerarse activos las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas", o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

CR_i : costo de reposición por nuevo para la unidad constructiva i .

PU_i : fracción del costo de la unidad constructiva i , que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r : tasa de descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la metodología de ingreso máximo; su valor es 14,06%.

V_i : vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i .

$CAET_{j,4}$: costo anual de terrenos para el nivel de tensión 4 del OR_j . Aplica exclusivamente para las unidades constructivas de subestaciones y se calcula según lo dispuesto en el literal d del numeral 1.1 del Anexo 1 de la resolución analizada.

$CASN_j$: costo anual de unidades constructivas que no se asocian con un nivel de tensión específico. Se determina según lo establecido en el literal e, numeral 1.1, Anexo 1 de la resolución citada.

Ns_j : número total de niveles de tensión distintos al nivel de tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR_j reporta activos de uso.

$Ds_{j,4}$: variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1, cuando el OR_j reporta activos de uso para el nivel de tensión 4.

$Eu_{j,4}$: energía útil del nivel de tensión 4 del operador de red j .

b. Sobre los valores calculados, según el literal anterior, se lleva a cabo una prueba de normalidad

c. En caso de que la muestra sea normal, se establece el cargo máximo eficiente a reconocer, considerando una probabilidad máxima de 57% de que el costo medio de cualquier OR sea inferior a este valor, así:

$$CME_4 = CM_4 + ND * DS_4 \quad (4)$$

En (4):

CME_4 : cargo máximo eficiente para activos diferentes a líneas radiales en el nivel de tensión 4 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001).

CM_4 : promedio de la totalidad de costos medios calculados según lo dispuesto en el literal a.

ND : número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 57% corresponde a 0,1764.

DS_4 : desviación estándar de la totalidad de costos medios calculados según lo dispuesto en el literal a.

En caso de que la muestra no sea normal, ésta se normaliza utilizando la transformación Box-Cox, y se calcula el cargo máximo eficiente a reconocer, así:

$$CME_4 = (1 + \lambda CMET_4)^{1/\lambda} \quad (5)$$

En (5):

CME_4 : cargo máximo eficiente para activos diferentes a líneas radiales en el nivel de tensión 4 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001).

λ : parámetro de la transformación.

$CMET_4$: cargo máximo eficiente transformado para activos diferentes a líneas radiales en el nivel de tensión 4 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001). Esta variable se calcula así:

$$CMET_4 = CMT_4 + ND * DST_4 \quad (6)$$

En (6):

CMT_4 : promedio de los costos medios transformados (calculados según lo dispuesto en el literal a).

ND : número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 57% es de 0,1764.

DST_4 : desviación estándar de la totalidad de costos medios (calculados según lo dispuesto en el literal a), transformados.

3.1.3 Eficiencia global como consecuencia de la aplicación de la Resolución Creg 082 de 2002

Se calcula el índice de eficiencia global del OR con base en lo planteado en la Resolución CREG 082 de 2002, y se establece su relación con la energía que se transporta.

Tabla 1. Relación entre eficiencia global y energía

OPERADOR Código	OPERADOR	Eficiencia Global % del OR	Ingreso anual dejado de recibir \$ dic 2003	% de Ingreso anual dejado de remunerar	% de la energía total	% de energía acumulado
EBSD	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	100.00%	0.00	0.00%	2.72%	2.72%
EMID	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.	100.00%	0.00	0.00%	8.68%	11.40%
HLAD	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	99.78%	25,101,132.32	0.22%	1.55%	12.95%
EEPD	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	99.77%	5,630,685.17	0.23%	1.22%	14.17%
EPMD	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	99.70%	288,446,219.82	0.30%	13.74%	27.91%
CDSD	Codensa S.A. E.S.P.	99.30%	1,017,132,968.69	0.70%	23.01%	50.92%
CHCD	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	98.32%	564,673,265.00	1.68%	3.05%	53.97%
EDQD	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	98.29%	51,411,031.44	1.71%	0.97%	54.94%
EPSD	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	98.19%	1,141,544,330.98	1.81%	4.08%	59.02%
CTSD	Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	96.60%	887,980,955.29	3.40%	2.37%	61.40%
EMSD	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	96.53%	206,393,801.08	3.47%	1.40%	62.80%
ESSD	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	95.23%	1,143,928,868.71	4.77%	4.31%	67.10%
CQTD	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	93.85%	116,057,131.27	6.15%	0.31%	67.41%
EDCD	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	93.13%	5,800,744,833.78	6.87%	12.22%	79.63%
EECD	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	91.85%	307,096,501.49	8.15%	1.42%	81.05%
CDND	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	90.81%	1,647,542,712.88	9.19%	1.76%	82.81%
CNSD	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	89.58%	2,224,040,989.22	10.42%	2.54%	85.35%
CDID	Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	83.66%	2,362,728,277.93	16.34%	1.59%	86.94%
ECAD	Electrificadora delLa Costa Atlántica S.A. E.S.P.	83.02%	14,321,422,991.42	16.98%	8.69%	95.63%
EDPD	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	74.75%	1,662,849,812.96	25.25%	0.44%	96.07%
EADD	Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	73.71%	6,203,203,643.33	26.29%	2.81%	98.88%
EBPD	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	65.96%	1,281,839,572.81	34.04%	0.07%	98.95%
EPTD	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	54.73%	1,149,675,238.17	45.27%	0.06%	99.01%
ENID	Empresa de Energía Eléctrica del Arauca	43.58%	1,750,776,922.08	56.42%	0.25%	99.26%
EMED	Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.				0.01%	99.27%
EVSD	Empresa de Energía del Valle De Sibundoy S.A.				0.02%	99.29%
CTGD	Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.				0.32%	99.61%
CETD	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.O.				39%	100.00%
	Sistema de Transmisión Regional NORTE					
	Sistema de Transmisión Rgional CENTRO-SUR					

En la tabla 1 puede observarse la relación entre eficiencia global y energía calculada con valores de 2003. Los documentos que permitieron construir esta tabla corresponden a las Resoluciones del CREG con las que se aprobaron los cargos por uso de la red de distribución de las respectivas empresas distribuidoras. Los operadores de red que presentan eficiencia global > 99% movilizan cerca del 51% de la energía total transportada en el país en el nivel de tensión 4; aquellos con eficiencia global > 80% transportan

aproximadamente el 96% de la energía, y los operadores con factor de eficiencia global < 80% transportan el 4% de la energía total. A este último grupo pertenecen las empresas con mercados fuertemente rurales como la Empresa Distribuidora del Pacífico, Empresa Antioqueña de Energía, Empresa de Energía del Putumayo, Empresa de Energía del Bajo Putumayo y Empresa de Energía Eléctrica de Arauca. Como consecuencia de los factores de eficiencia calculados, a estas empresas se les dejó de

remunerar entre el 25% y el 57% de los ingresos anuales necesarios para recuperar la inversión hecha a la tasa de descuento establecida en la resolución analizada. Es de resaltar que si se calcula una eficiencia global del país, ponderada por energía, se tiene un valor aproximado de 99%; por esto, puede concluirse que en general los OR no se han visto sustancialmente afectados.

3.1.4 Análisis del factor de eficiencia para activos correspondientes a líneas radiales.

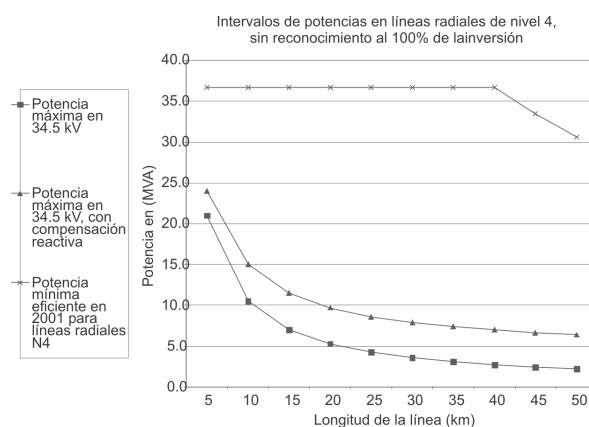
El regulador considera eficientes las líneas radiales que en 2001 presentaron potencias iguales o superiores a los valores descritos en la tabla 2, o potencia mínima eficiente según el modelo de la CREG. La potencia eficiente puede interpretarse como la potencia de referencia a tener en cuenta por el planificador de red en el año 0, con la cual se realizará la proyección a un tasa de crecimiento en particular para obtener la potencia de diseño; si en el año 0, no se tiene por lo menos esta cargabilidad, el OR que hace la inversión en la línea radial verá acotado el reconocimiento.

Tabla 2. Potencia mínima eficiente según modelo de la CREG

Longitud (km)	S 2001 Potencia mínima Eficiente (MVA)	S 2010 Potencia mínima Eficiente (MVA)
1	36,7	55,0
5	36,7	55,0
10	36,7	55,0
20	36,7	55,0
30	36,7	55,0
40	36,7	55,0
50	30,6	46,0
60	26,4	39,7
70	23,3	35,0
80	20,9	31,4
90	19,0	28,6
100	17,5	26,2
105	16,7	25,0
110	16,7	25,0
120	16,7	25,0
130	16,7	25,0
140	16,7	25,0
150	16,7	25,0
160	16,7	25,0
170	16,7	25,0

Para identificar la potencia frontera que por razones técnicas obliga a realizar la construcción de la línea en nivel 4, es necesario identificar la potencia máxima que puede transportarse en nivel 3 de tensión, y evaluar si este valor coincide con las potencias mínimas consideradas como eficientes por el regulador.

Figura 2. Intervalos de potencias en líneas radiales de nivel 4, sin reconocimiento al 100% de la inversión



En la figura 2 pueden observarse los resultados de potencia aparente en el flujo de carga en líneas con condiciones de máxima cargabilidad dentro de los límites técnicos, comparados con la potencia aparente exigida como de mínima cargabilidad eficiente por la CREG. Pueden apreciarse intervalos de potencias en líneas radiales de nivel 4 sin reconocimiento al 100% de la inversión; además, existe un vacío en la satisfacción de la demanda entre 24 MVA y 36,7 MVA para líneas de máximo 5 km, caso de alta probabilidad de ocurrencia. También se observa también que, aun en longitudes típicas de red de 34,5 kV, a mayor longitud se hace más amplio el rango de potencias a satisfacer con líneas no factibles técnicamente en nivel 3, pero tampoco reconocidas al 100% en nivel 4.

Si el factor de eficiencia busca evitar que las empresas distribuidoras realicen inversiones en nivel 4, pudiendo satisfacer la demanda con redes en nivel 3, más económicas, primero debería excluir de cualquier acotamiento o factor de eficiencia una red que transporte potencias ≥ 24 MVA.

A continuación se describen los factores de eficiencia del modelo de factor de eficiencia propuesto por los autores:

$$\begin{aligned}
 \text{Si } L \leq 5\text{km} \quad & \text{Fef}_{j,4} = \frac{P_{2001}}{24} \\
 \text{Si } 5\text{km} > L \quad & \text{Fef}_{j,4} = \frac{P_{2001} * L^{0,53}}{55,9}
 \end{aligned}
 \tag{7}$$

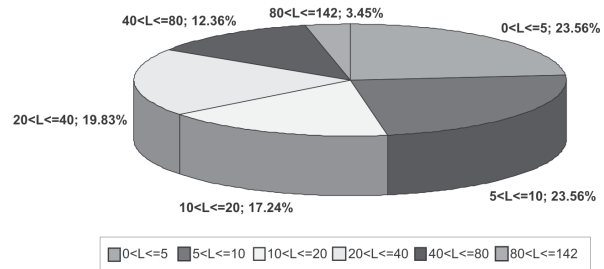
La distribución porcentual con respecto a longitud de las 348 líneas en nivel 4 de tensión existentes en el país se muestra en la figura 3, con el fin de identificar las longitudes que caracterizan la construcción de esta clase de proyectos.

Puede observarse que el 47,12% de las líneas en nivel 4 tienen longitudes menores o iguales a 10

Tabla 3. Líneas radiales del nivel 4 con bajos factores de eficiencia, según Resolución Creg 082 de 2002

Líneas Radiales del Nivel 4 con bajos factores de eficiencia según Resolución CREG 082 de 2002							
Subestación Inicial	Subestación Final	Voltaje Operación (kV)	Ubicación de la Unidad Constructiva	Potencia (MVA) P2001	Longitud (km)	Factor de Eficiencia CREG (%)	Factor de Eficiencia Modelo Propuesto (%)
Zipaquirá	T Peldar	115	Urbana	31,91	6,28	87,02%	100,00%
Zipaquirá	T Peldar	115	Urbana	31,91	0,98	87,02%	100,00%
TPeldar	Ubaté	115	Urbana	28,47	2,34	77,64%	100,00%
TPeldar	Ubaté	115	Rural	28,47	28,84	77,64%	100,00%
TPeldar	Ubaté	115	Rural	28,47	3,19	77,64%	100,00%
Zipaquirá	Ubaté	115		31,91	41,63	81,40%	100,00%
Ubaté	Simijaca	115	Rural	4,38	25,14	11,95%	43,30%
Ubaté	Simijaca	115	Urbana	4,38	2,33	11,95%	18,30%
Ubaté	Simijaca	115		4,38	27,47	11,95%	38,20%
Facatativá	Villeta	115	Rural	28,20	26,33	76,91%	100,00%
Facatativá	Villeta	115	Urbana	28,20	1,41	76,91%	100,00%
Facatativá	Villeta	115		28,20	27,74	76,91%	100,00%
Guavio	Ubalá	115	Rural	1,91	16,05	5,20%	14,90%
Guavio	Ubalá	115	Urbana	1,91	2,12	5,20%	7,96%
Guavio	Ubalá	115		1,91	18,17	5,20%	12,90%
Reforma	Barzal	115	Rural	59,75	1,70	162,96%	100,00%
Reforma	Barzal	115	Urbana	59,75	7,00	162,96%	100,00%
Reforma	Barzal	115		59,75	8,70	100,00%	100,00%
Barzal	Granada	115	Rural	9,96	8,00	27,16%	53,60%
Barzal	Granada	115	Rural	9,96	61,90	38,64%	100,00%
Barzal	Granada	115	Rural	9,96	4,00	27,16%	62,30%
Barzal	Granada	115		9,96	73,90	36,39%	91,30%

Figura 3. Distribución porcentual por longitud (km) de líneas de nivel 4 en el país



km, y que el 84,19% tiene longitudes menores o iguales a 40 km; por tanto, se considera que las líneas radiales de nivel 4 se construyen de longitudes factibles de trabajar en 34,5 kV, pero que por capacidad de transporte no se pueden construir en ese nivel de tensión¹⁵.

3.1.5 Análisis de líneas representativas con $F_{ef} \leq 1$

Las líneas de distribución de energía eléctrica en el nivel 4 de tensión, enumeradas en la tabla 3 fueron escogidas por ser representativas de líneas de distribución con niveles de eficiencia $< 1,0$, de acuerdo con los parámetros de evaluación de la resolución analizada. Los datos de la línea se obtuvieron directamente de las empresas de distribución involucradas. Para las líneas citadas en la tabla 3 se hicieron simulaciones utilizando *Neplan*®¹⁶, con el fin de evaluar si fueron dimensionadas de manera correcta desde las perspectivas técnica y económica, aunque algunas de ellas presentaran factores de eficiencia < 1 . Se determinó que sólo las líneas que técnicamente tenían la posibilidad de construirse en nivel 3 merecían tener factores de eficiencia $< 1,0$, como las líneas Ubaté -Simijaca y Guavio-Ubalá y algunos tramos de la línea Barzal-Granada. Las líneas restantes fueron dimensionadas en forma correcta; esto puede evidenciarse utilizando el factor de eficiencia propuesto por los autores.

4. Conclusiones

- La regulación vigente para remunerar las líneas del nivel 4 de tensión no incentiva el desarrollo de líneas tipo radial, por el límite que les impone en la remuneración, el cual no permite la recuperación de la inversión.
- Las líneas radiales se diseñan e implementan en zonas de desarrollo bajo y medio, que son las que tendrán mayor desarrollo en el tiempo, considerando la evolución del sistema eléctrico colombiano; ellas responden a las necesidades de desarrollo socioeconómico nacional en esas zonas, en las cuales existe el mayor número de problemas sociales y de orden público.
- Las empresas operadoras de red con factores de eficiencia globales $< 80\%$, se caracterizan por tener mercados fuertemente rurales.
- Ponderada por energía, la eficiencia global del país es del 99% aproximadamente; con base en este resultado, el regulador afirma que falta acotar más, y los autores consideran que es fundamental analizar los OR con mercados débiles.
- El regulador afirma que los factores de eficiencia introducidos en la regulación son parte de los riesgos contemplados por la inseguridad del país, reconocido como parte de la tasa de retorno.
- La valoración de los activos eléctricos, con base en unidades constructivas, cuyos costos reflejan el promedio nacional desconoce condiciones particulares del OR; resulta entonces necesario hacer la valoración de las unidades constructivas por grupos de empresas en condiciones económicas y geográficas semejantes.
- Los factores de eficiencia para líneas radiales deben reflejar los criterios técnicos que determinan el trabajo del diseñador de redes.
- El regulador afirma que una línea se debe construir solo cuando se demuestra su viabilidad económica a la luz de la Regulación Creg 082 de 2002.
- La construcción de una línea de nivel 4 resulta imperativa cuando la potencia de diseño supera la capacidad de transporte de potencia de una línea de 34,5 kV, o cuando la longitud hace que se sobrepase la regulación de tensión en nivel 3, incluso usando equipo de compensación.
- La cargabilidad de una línea de transmisión regional o de distribución presenta dos rangos de longitud diferentes: cuando el criterio de diseño optimizado es la cargabilidad del conductor por capacidad térmica (distancias cortas) y cuando la optimización de la cargabilidad del conductor se realiza por regulación de tensión (distancias medias y largas).
- Los factores de eficiencia para líneas radiales en nivel 4 de tensión en función de la longitud y la potencia transportada deben responder a los valores de potencia y longitud frontera que determinan la posibilidad técnica de construirse en nivel 3.

¹⁵ La información correspondiente a longitud de líneas radiales se obtuvo de la página web de la UPME.

¹⁶ Network Planning.

Referencias bibliográficas

- [1] Ley 142 de 1994. Ley de Servicios Públicos Domiciliarios.
- [2] Ley 143 de 1994. Ley Eléctrica.
- [3] PÉREZ S. Alexandra S. *Análisis de la estructura de cargos del nivel 4 de distribución y su coherencia frente a los esquemas utilizados para el planeamiento de los sistemas de distribución en Colombia.*
- [4] Resolución 003 de 1994 Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- [5] Resolución 004 de 1994 Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, se define el procedimiento para su pago.
- [6] 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.
- [7] Resolución CREG 031 de 1997. Por la cual se aprueban las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional Cargo Único.
- [8] Resolución CREG 082 de 2002. 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.