



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**PRINCIPIOS GENERALES Y METODOLOGÍA
PARA ESTABLECER LOS CARGOS POR USO
DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL**

DOCUMENTO CREG- 113
DICIEMBRE 17 de 2003

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN Y REVISIÓN TARIFARIA.....	21
1.1. FUNDAMENTOS LEGALES DE LA EXPEDICIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA TARIFARIA	21
1.2. METODOLOGÍAS DEFINIDAS POR LA CREG PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y ACTUACIONES SURTIDAS PARA MODIFICARLAS.....	24
1.2.1 Definición de la Metodología Anterior.....	25
1.2.2 Definición de la Metodología Vigente.....	25
1.2.3 Actuación Surtida para Modificar la Metodología Vigente.....	27
CAPÍTULO 2. PROPUESTA METODOLÓGICA.....	31
2.1. CRITERIOS DE EFICIENCIA PARA REMUNERAR LA INVERSIÓN EN LOS STR Y SDL:	33
2.1.1 Líneas Radiales de Nivel de Tensión 4.....	36
2.1.2 Activos Eléctricos de los Niveles de Tensión 3 y 2. Otros Activos del Nivel de Tensión 4	48
2.1.2.1 Análisis Estadístico	49
2.1.2.2 Normalización de la Muestra	63
2.1.2.3 Porcentaje de la muestra	77
2.2. ANÁLISIS DE GASTOS EFICIENTES DE AOM EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	83
2.2.1 Introducción	83
2.2.2 Descripción General de la Metodología de Análisis Envolvente de Datos.....	84
2.2.3 Análisis de la Información Obtenida.....	87
2.2.4 Selección de Variables de Entrada y Salida	89
2.2.4.1 Selección del modelo.....	90
2.2.5 Escenarios Modelados	90
2.2.5.1 Outliers Identificados	92
2.2.5.2 Verificación de Consistencia.....	92
2.2.6 Propuesta.....	95
2.3. METODOLOGÍA PARA DEFINIR EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	96
2.3.1 Antecedentes	97
2.3.1.1 Evolución de pérdidas	97
2.3.1.2 Promedio Nacional	98
2.3.1.3 Comportamiento por Empresas.....	99
2.3.2 Experiencias Internacionales.....	101
2.3.2.1 Ecuador	101
2.3.2.2 Panamá.....	101
2.3.2.3 Paraguay.....	102
2.3.2.4 Argentina.....	102
2.3.2.5 Países Desarrollados (USA y UK).....	102
2.3.3 Propuesta del Estudio de Pérdidas Contratado por la CREG	102

2.3.3.1	Estrategias propuestas por el consultor para la reducción de pérdidas	102
2.3.3.2	Herramientas Regulatorias Propuestas por el Consultor	104
2.3.3.3	Propuesta del Consultor sobre Niveles de Pérdidas Eficientes	105
2.3.3.6	Senda de Recuperación de Pérdidas Recomendadas por el Consultor	107
2.3.3.7	Niveles de Pérdidas Totales Recomendados por el Consultor	107
2.3.4	Propuesta a la Comisión	116
2.3.4.1	Diseño de Red	116
2.3.4.2	Asignación de Responsabilidades	117
2.3.4.3	Separación Pérdidas Técnicas y No Técnicas	117
2.3.4.4	Separación Urbano – Rural	118
2.3.4.5	Unificar los Niveles de Tensión 3 y 4	118
2.3.4.6	Revisión del nivel de pérdidas	118
2.3.4.7	Nivel actual de pérdidas	119
2.3.5	Nivel de pérdidas Técnicas eficientes	119
2.3.6	Nivel Objetivo de pérdidas No Técnicas	120
2.3.7	Nivel de pérdidas a reconocer	121
2.3.7.1	Pérdidas Técnicas	121
2.3.7.2	Pérdidas No Técnicas	125
2.3.8	Pérdidas totales Urbanas reconocidas al Distribuidor Nivel de Tensión 1	127
2.3.9	Cálculo del porcentaje de pérdidas totales al Distribuidor	128
2.4.	REMUNERACIÓN DEL CAPITAL	129
2.4.1	Costo de capital en esquemas regulatorios por Precio Máximo (Price Cap) e Ingreso Máximo (Revenue Cap)	130
2.4.2	Regulación por precio máximo	131
2.4.3	Regulación por ingreso máximo	131
2.4.4	Ajuste del Beta	131
2.5.	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN ACTIVOS DE NIVEL 1. (MOTIVACIÓN, SECUENCIA DEL ANÁLISIS Y RESULTADOS)	133
2.5.1	Introducción	133
2.5.2	Descripción General de los Ajustes	134
2.5.2.1	Totalidad de la muestra	134
2.5.2.2	Carga existente y asignación de transformador eficiente	135
2.5.2.3	Reconsideración de los costos de AOM	140
2.5.3	Resultados	143
2.5.4	Propuesta	143
2.6.	PRODUCTIVIDAD	143
2.6.1	Regulación por Incentivos RPI – X	143
2.6.2	Modelo	146
2.6.3	Recomendación	147
2.7.	VALORACION DE ACTIVOS ELÉCTRICOS Y NO ELÉCTRICOS	148
2.7.1	Valoración de Activos Eléctricos	148
2.7.2	Metodología	149
2.7.3	Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.	149
2.7.4	Unidades Constructivas de Conexión al STN	151
2.7.4.1	Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 4152	

2.7.4.2	Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 3	153
2.7.4.3	Unidades Constructivas subestaciones del Nivel de Tensión 2	154
2.7.4.4	Unidades Constructivas de Líneas del Nivel de Tensión 4	155
2.7.4.5	Unidades Constructivas Líneas del Nivel de Tensión 3 y del Nivel de Tensión 2	156
2.7.4.5	Unidad Constructiva: Transformadores de Potencia	157
2.7.5	Transformadores de Conexión al STN	158
2.7.5.1	Unidad Constructiva: Compensación reactiva	160
2.7.6	Unidades Constructivas: Equipos en el Nivel de Tensión 3 y Nivel de Tensión 2	160
2.7.7	Unidades Constructivas: Supervisión y Control	161
2.7.8	Proceso de Revisión de las UC propuestas	162
2.7.9	Determinación del costo FOB de la UC correspondiente	163
2.7.10	Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC	166
2.7.11	Consideraciones sobre el factor de Instalación	167
2.7.12	Porcentaje de repuestos reconocidos	170
2.7.13	Porcentaje de costos Financieros	171
2.7.14	Obtención del Costo Unitario de cada UC, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente	171
2.7.14.1	Valoración de Activos No Eléctricos	171
2.7.14.2	Valoración de Terrenos	173
2.8.	OTRAS CONSIDERACIONES	173
2.8.1	Continuidad del suministro del servicio	173
2.8.2	Calidad de la Potencia	174
2.8.3	Energía reactiva	174
2.8.4	Remuneración del Respaldo aplicable a los Autoproductores	174
2.8.5	Fronteras Embebidas en Activos de Conexión	175
2.8.6	Propiedad de Activos de Nivel de Tensión 1	175
2.9.	BIBLIOGRAFIA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

PRINCIPIOS GENERALES Y METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN Y REVISIÓN TARIFARIA

1.1. FUNDAMENTOS LEGALES DE LA EXPEDICIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA TARIFARIA

La Constitución Política, Artículo 365, estableció que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y que es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Este mismo canon constitucional señaló que los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares, y que, en todo caso, el Estado mantendrá su regulación.

Por otro lado, la Constitución Política atribuyó al Estado la dirección general de la economía, y le ordenó intervenir, por mandato de la ley, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. (Art. 334). Esta misma norma ordena al Estado intervenir, de manera especial, para asegurar que todas las personas, en particular las de menores ingresos, tengan acceso efectivo a los bienes y servicios básicos.

De manera expresa la Constitución Política defirió a la Ley, la tarea de fijar el régimen tarifario *“que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos”*, y determinar las entidades competentes para fijar tarifas. (Art. 367).

Mediante la Ley 143 de 1994, se estableció el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, denominadas las actividades del sector, en cuyo Capítulo VIII, se incluyeron normas especiales relativas a *“LAS TARIFAS POR ACCESO Y USO DE LAS REDES”*.

Por su parte, la Ley 142 de 1994 definió el régimen general de los servicios públicos domiciliarios, entre los cuales se incluyó el servicio público domiciliario de energía eléctrica, definido como *“el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición”*.

(Art. 14.25), y ordenó la intervención del Estado en el servicio público domiciliario de energía eléctrica, entre otros, con el fin de lograr su prestación eficiente. (Art. 2.5)

La Ley 143, en su artículo 6o, definió que la actividad de distribución de energía eléctrica se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

De acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, Literales c) y d)¹, y 41² de la Ley 143 de 1994, es función permanente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago.

Adicionalmente, según lo previsto en el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994, bajo el régimen tarifario de Libertad Regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar *“los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos”*.

La Ley 143 de 1994 contiene normas especiales sobre los criterios y la metodología para el cálculo de los cargos asociados con el acceso y uso de las redes y con la actividad de distribución de electricidad:

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

“Artículo 45. Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad

¹ “c. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y el Centro Nacional de Despacho”.

“d. Aprobar las tarifas que deban sufragarse por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y centro nacional de despacho”.

² “La Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá la metodología del cálculo y aprobará las tarifas por el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional y el procedimiento para hacer efectivo su pago”.

de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables”.

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

Como ya se dijo, la propia Constitución Política dispuso que la prestación de los servicios públicos y, por tanto, la remuneración de los mismos, debe hacerse en condiciones de eficiencia.

En virtud del principio de eficiencia económica definido por los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía.

Según lo establecido en el Artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta *“los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo”.*

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

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

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en las leyes 143 y 142 de 1994, los cargos por uso de las redes de distribución deben permitir a una empresa eficiente recuperar sus inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento y remunerar su capital de acuerdo con el riesgo de su negocio. A contrario sensu, si los respectivos cargos permiten a una empresa eficiente recuperar sus inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento, y remunerar su capital en forma adecuada al riesgo de la actividad, garantizan el principio de suficiencia financiera y, por tanto, la viabilidad financiera del negocio de distribución de electricidad. Igualmente, las empresas tendrán garantizada su viabilidad

económica con tales cargos, siempre que desarrollen esta actividad de manera eficiente. No obstante, corresponde a cada empresa el control y la responsabilidad por la eficiencia en su gestión empresarial, sin perjuicio de las funciones de inspección, control y vigilancia que la ley atribuye sobre la gestión de las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás organismos de control.

En todo caso, no es responsabilidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas analizar ni garantizar la viabilidad empresarial de cada empresa, ni disponer la reestructuración de aquellas que no sean viables empresarialmente con la estructura de costos y gastos que garantiza a una empresa eficiente la suficiencia financiera del negocio. La evaluación de la viabilidad empresarial y la exigencia de planes de reestructuración de aquellos prestadores del servicio que resultaron no viables empresarialmente, dispuestas por el Artículo 181 de la Ley 142 de 1994, ya fue cumplida por la CREG, sin que le corresponda a la misma ejercer nuevamente dicha facultad.

Por otro lado, la Ley 143 de 1994, Artículo 85, establece que las decisiones de inversión en las actividades del sector, incluida la distribución, son responsabilidad de quienes las acometen, quienes asumen en su integridad los riesgos de la respectiva actividad:

“Artículo 85.- Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”.

1.2. METODOLOGÍAS DEFINIDAS POR LA CREG PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y ACTUACIONES SURTIDAS PARA MODIFICARLAS.

La Ley 143 de 1994, norma especial y posterior que regula el sector de electricidad, trató específicamente el tema de las tarifas para dicho servicio, sin embargo, no previó la definición de fórmulas tarifarias, sino el establecimiento de metodologías para la fijación de tarifas. Tampoco estableció procedimientos ni vigencia para las metodologías ni las tarifas. Como lo ha sostenido el Consejo de Estado, esta es una ley que se aplica de preferencia frente a la Ley 142 de 1994.

No obstante, como se expondrá a continuación, previamente a la modificación de la metodología de cálculo de los cargos por uso de las redes de transmisión, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha sometido a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados las bases conceptuales sobre las cuales efectuará modificaciones a la metodología, en la misma forma como lo prevé el Artículo 127 de la Ley 142 de 1994 para el caso de las fórmulas tarifarias.

1.2.1 Definición de la Metodología Anterior.

Mediante las Resoluciones CREG 003 y 004 de noviembre 2 de 1994, la CREG estableció las bases de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, y la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, respectivamente. Dichas Resoluciones dispusieron que la metodología se aplicaría a partir de su publicación en el Diario Oficial, pero nada dijeron sobre el término de su vigencia.

Posteriormente, mediante la Resolución CREG-060 de 1994, artículo 3o, la CREG dispuso:

“ARTICULO 3o. Con el fin de incorporar los cambios en la estructura de costos y en la configuración de los sistemas eléctrico, las empresas deberán efectuar cada tres años, en el mes de septiembre, una revisión completa de los cargos de distribución y someterlos a aprobación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas

PARAGRAFO. La revisión establecida en el presente artículo podrá realizarse antes del plazo previsto siempre y cuando existan modificaciones importantes y sustentables de los sistemas eléctricos de las empresas”. (Hemos subrayado).

Igual que en el caso de transmisión, la CREG fijó un término de vigencia a los cargos, de tres años, al cabo de los cuales serían revisados y aprobados nuevos cargos con la misma metodología establecida en las resoluciones CREG 003 y 004 de 1994.

1.2.2 Definición de la Metodología Vigente.

El 4 de abril de 1997, la Comisión expidió la Resolución CREG-075, “*Por la cual se establecen las bases sobre las cuales se modificará la Resolución 004 de 1994, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y se dictan otras disposiciones*”.

Con esta Resolución se dio inicio “*al trámite que conducirá a la aprobación de la metodología aplicable a los transportadores para calcular el costo de prestación del servicio de transporte de electricidad por los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, y a la aprobación de los cargos por uso que cada transportador podrá aplicar a partir del 1º de enero de 1998*”.

El trámite fue concluido con la expedición de la Resolución CREG-099 del 17 de junio 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”.

De manera expresa, el Artículo 8º de la Resolución CREG 099 de 1997, previó un plazo de vigencia para los Cargos que se aprobaron con base en la metodología de dicha resolución, y que al cabo de cinco (5) años de vigencia se aprobarían nuevos cargos con base en la metodología existente. Allí mismo se dispuso que vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, continuarán rigiendo hasta tanto la Comisión no apruebe los nuevos:

“Artículo 8º. Vigencia de los cargos. Los cargos que apruebe la Comisión por uso de los Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local tendrán una vigencia de cinco (5) años, contados a partir del primero de enero de 1998. En el mes de junio del quinto año de vigencia de los cargos, los transportadores deberán someter a aprobación de la Comisión, sujetos a la metodología establecida en el Anexo No 1 de la presente resolución, el estudio de los cargos aplicables a partir del primero de enero del primer año de la siguiente vigencia de los cargos.

Parágrafo 1º. Los transportadores deberán someter a aprobación de la Comisión, a más tardar el día 31 de julio de 1997, el estudio de los cargos aplicables por el período de cinco (5) años, contado a partir del 1º de enero de 1998. Con base en la metodología establecida en esta resolución, la Comisión aprobará los

cargos, que regirán por cinco años, contados a partir del primero (1º) de enero de 1998 y hasta el 31 de diciembre del año 2002. Si con posterioridad al 1º de enero de 1998, un transportador solicita a la Comisión aprobar cargos por uso, tales cargos estarán vigentes por el lapso de tiempo que falte entre la aprobación y el 31 de diciembre del año 2002.

Parágrafo 2º. Dentro de los cinco (5) días siguientes al envío de la información a la Comisión, cada transportador deberá publicar en un diario de amplia circulación en la zona donde presta el servicio, o en uno de circulación nacional, un resumen del estudio de cargos que presentó a la Comisión, con el fin de que los terceros interesados puedan presentar ante la Comisión observaciones sobre tales costos, dentro del mes siguiente a la fecha de publicación. Adicionalmente, deberá enviar a la Comisión copia del aviso de prensa respectivo.

Parágrafo 3º. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de los cargos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas pondrá en conocimiento de los transportadores las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar los cargos del período siguiente.

Parágrafo 4º. Vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, continuarán rigiendo hasta tanto la Comisión no apruebe los nuevos. (Hemos subrayado):

1.2.3 Actuación Surtida para Modificar la Metodología Vigente.

La Resolución CREG-099 de 1997 previó que los cargos para el siguiente período se aprobarían a partir de estudios elaborados con sujeción a la metodología establecida en dicha Resolución. Sin embargo, ello no significa que la regulación haya creado una situación inmodificable, esto es, que inevitablemente los cargos para el siguiente período debían ser aprobados con base en la citada metodología, o, en otras palabras, que dicha metodología fuera inmodificable.

Una conclusión en tal sentido solamente sería posible en la medida en que la Ley 143 de 1994 hubiera puesto un límite en el tiempo a la CREG, para el ejercicio de la función de definir la metodología aplicable en la aprobación de los cargos por uso y acceso a las redes.

Por su parte, la Ley 142 de 1994, Artículo 126, establece un límite en el tiempo para la vigencia de las fórmulas tarifarias, de cinco años, antes de los cuales solamente puede ser modificada en los eventos expresamente señalados en esta norma. Adicionalmente, en tratándose de fórmulas tarifarias, el Artículo 127 de esta misma ley, prevé expresamente la posibilidad de modificarlas cada cinco años.

De otra parte, tanto en la doctrina extranjera como en la nacional, a partir del estudio de la jurisprudencia de las altas cortes, se concluye que la modificación de los actos de carácter general siempre es posible, lógicamente hacia el futuro.

Con una antelación superior a veinticuatro (24) meses respecto del vencimiento de la vigencia de los cargos aprobados en 1998, la CREG expidió normas a través de las cuales anunció modificaciones a la metodología establecida en el Anexo No. 1 de la Resolución CREG-099 de 1997. Igualmente, durante el año 2002 adoptó disposiciones que modifican la metodología aplicable para el nuevo periodo tarifario.

a) Mediante la Resolución CREG-080 de noviembre 8 de 2000, la CREG sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados “los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitan establecer la metodología para determinar los cargos en dicha actividad”.

En esta Resolución, la Comisión de Regulación de Energía y Gas manifestó expresamente que, de conformidad con lo previsto en el Artículo 4o. de la Resolución CREG-099 de 1997, debía poner en conocimiento las bases conceptuales sobre las cuales efectuaría el estudio para determinar los cargos del período siguiente, a más tardar el 31 de noviembre de 2001, pero que, sin embargo, lo hacía con una mayor antelación con el fin analizar diferentes enfoques conceptuales, realizar simulaciones, etc. Textualmente, dice la Resolución:

“...la CREG debe determinar las bases por tarde el 31 de diciembre del año 2001. Sin embargo, considerando, por una parte que la remuneración en la distribución eléctrica representa un componente significativo del costo unitario de prestación del servicio; y por otra que se dispone de un tiempo suficiente para analizar diferentes enfoques conceptuales, realizar las simulaciones requeridas, además de enriquecer la discusión con los agentes, usuarios y terceros interesados; se considera conveniente iniciar desde ya los estudios que permitan definir el esquema de remuneración en distribución para la vigencia 2003-2007”.

Por ello, el objeto principal de esta Resolución es someter a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales preliminares que permitan establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos de distribución de transporte de energía eléctrica.” (se subraya).

No cabe la menor duda, según lo que se acaba de transcribir, que con este acto (Resolución CREG-080 de 2000) la CREG dio inicio al trámite conducente a la modificación de la metodología contenida en la Resolución CREG-099 de 1997.

Dado que mediante la Resolución CREG-080 de 2000, se dio inicio al trámite que conduciría a la expedición de un acto definitivo mediante el cual se modificaría la metodología contenida en la Resolución CREG-099 de 1997, su naturaleza jurídica es la de un acto de trámite que no tiene la virtud de crear derechos ni situaciones jurídicas concretas, pues no contiene normas definitivas encaminadas a crear, extinguir o modificar derechos o situaciones jurídicas, sino que se trata de un acto mediante el cual se sometió a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados una propuesta conceptual sobre posibles modificaciones a la metodología para remunerar la actividad de distribución.

Ahora bien, como propuesta conceptual tampoco puede atribuírsele a dicha Resolución un carácter inmutable, que obligara a la CREG a adoptarla en su integridad, pues si fuera inmodificable resultaría inocua y se hubiera desnaturalizado su fin principal de poner en conocimiento de las empresas, usuarios y terceros interesados, las bases conceptuales con el fin de oír sus comentarios, observaciones y sugerencias, tal como se dijo expresamente en su Artículo 2o.

Tampoco puede concluirse que la CREG estuviera supeditada a introducir modificaciones a su propuesta conceptual únicamente respecto de los comentarios, observaciones y sugerencias que recibiera, pues por una parte, la CREG no puede renunciar al ejercicio de sus facultades legales, y por otro lado, para evitar confusiones en tal sentido, expresamente señaló en la Resolución CREG-080 de 2000, la necesidad de analizar diversos enfoques conceptuales, como se lee en el aparte que se acaba de transcribir, así como la necesidad de comprobar si su

propuesta conceptual podía ser implantada adecuadamente, considerando los objetivos establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 y demás normatividad vigente:

“Los principios generales preliminares que se plantean son fruto de un análisis conceptual. No obstante, existe todavía la necesidad de realizar ejercicios de aplicación, con el fin de comprobar si la propuesta conceptual puede ser implantada adecuadamente, considerando entre otros los objetivos establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y la normatividad vigente. Con base en los comentarios que se reciban y en los análisis internos de la Comisión, y de no encontrarse dificultades en su implantación adecuada ó esquemas que den mejor respuesta a las inquietudes planteadas, los principios generales aquí esbozados serían la base para determinar con posterioridad la metodología que será sometida a discusión de conformidad con lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994 y normatividad vigente”. (Hemos subrayado).

Si bien, como se lee en el texto transcrito, los principios generales propuestos son fruto de un análisis conceptual, no significa ello, ni puede concluirse que la propuesta de modificación de la metodología contenida en la Resolución CREG-080 de 2000 obedezca a un capricho regulatorio, o a un afán expropiatorio de las inversiones hechas por particulares o por el mismo Estado, como lo han sugerido algunas empresas a la CREG en el curso del trámite que se ha venido surtiendo a partir de dicha Resolución .

Por el contrario, la propuesta conceptual de modificación de la metodología obedeció, como expresamente lo dijo la CREG en la Resolución CREG-080 de 2000, a la necesidad de proponer un esquema que respondiera a diferentes inquietudes existentes en el sector, planteadas inclusive por los mismos inversionistas:

“El esquema que se plantea ha sido preparado para dar respuesta en forma breve a inquietudes expresadas por los agentes, usuarios, terceros interesados, y al interior de la Comisión, en aspectos tales como: remuneración y tarifas, la expansión y cobertura del sistema, propiedad de los activos, calidad del servicio, pérdidas del sistema y operación y mantenimiento, entre otros”.

Se concluye de lo anterior, que si bien, mediante la Resolución CREG-080 de 2002, la Comisión dio inicio al trámite para introducir modificaciones a la metodología contenida en la Resolución CREG-099 de 1997, la Comisión debía continuar con los estudios internos, así como también debía analizar los comentarios, observaciones y sugerencias, con el fin de determinar posteriormente una metodología que también sería sometida a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados.

b) Mediante la Resolución CREG-013 de 2002, la CREG estableció la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de retorno que se

utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo período tarifario.

Ese acto se expidió en desarrollo de las bases conceptuales sometidas a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados, mediante la Resolución CREG-080 de 2000. En el Anexo de la Resolución CREG-013 de 2002, de manera expresa se indicó que se incluía una prima de riesgo del mercado, y tal como consta en el Documento CREG-022 de 2002, que contiene la propuesta sometida a aprobación de la CREG y que dio lugar a la expedición de la Resolución CREG-013 del mismo año, se incluyó una prima de riesgo del 2% para un escenario de regulación de precio máximo.

c) Se expidió la Resolución CREG-046 de 2002, mediante la cual se modificó el plazo establecido en el Artículo 8o. de la Resolución CREG-099 de 1997, para la presentación de estudios de cargos, con el fin de que los estudios de cargos que sometieran a aprobación las empresas fueran realizados con la nueva metodología que expidiera la CREG y ajustadas a las circulares emitidas por la Dirección Ejecutiva de la misma.

d) Como lo anunció la CREG en la Resolución CREG-080 de 2000, se adelantaron los siguientes estudios, los cuales fueron puestos a disposición de las empresas, usuarios y demás interesados en la página Web de la CREG (www.creg.gov.co):

- Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1, contratado con la firma Consultoría Colombiana S.A.
- Estimación del factor de productividad de las actividades de distribución y comercialización de electricidad, contratado con la Universidad EAFIT.
- Revisión de la metodología para valoración de activos utilizada en la estructura tarifaria para la industria de energía eléctrica en Colombia, contratado con la firma Advance Consultores Ltda.
- Pérdidas de energía en el Sistema Interconectado Nacional, realizado con el apoyo del Canadian Energy Research Institute, a través de la firma Power System Technologies Inc.
- Metodología para aplicar criterios de eficiencia en la remuneración del uso de activos en el nivel de tensión 4, realizado por la CREG en el año 2002.
- Análisis de gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento, AOM, en distribución de energía eléctrica, realizado por la CREG en el año 2002.
- Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de distribución realizado por la CREG en el año 2002.
- Cargos máximos del nivel de tensión 1, realizado por la CREG en el año 2002.

Evaluados los resultados de estos estudios, así como efectuados otros análisis internos y analizadas las observaciones recibidas a la propuesta contenida en la citada Resolución CREG-080, la CREG encontró pertinente efectuar ajustes a la propuesta conceptual hecha en dicha Resolución y aceptar algunas observaciones relacionadas con la metodología de cálculo de los cargos, los activos a remunerar, los gastos de administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio y el cobro del transporte de energía reactiva en exceso.

e) Mediante la Resolución CREG-073 del 29 de octubre de 2002 se sometió nuevamente a consideración de las empresas, los usuarios y demás interesados, *“los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”*.

Este acto también se expidió dentro del trámite iniciado mediante la Resolución CREG-080 de 2000, y los ajustes propuestos obedecen a los mismos fines indicados en esta Resolución y a la aplicación de los criterios tarifarios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, y no a una filosofía expropiatoria como equivocadamente lo han querido interpretar empresas que han presentado observaciones a la CREG en tal sentido.

f) Adicionalmente, se efectuaron reuniones públicas a las que fueron invitados y asistieron las empresas, los usuarios y demás interesados, para explicar la propuesta regulatoria y recibir las observaciones que los interesados quisieran presentar a la CREG. Así mismo se analizaron los comentarios recibidos en la Comisión de los interesados durante el período previo a la aprobación de la metodología definitiva.

CAPÍTULO 2. PROPUESTA METODOLÓGICA

La metodología propuesta, cuyos conceptos fundamentales fueron sometidos a consideración desde la Resolución CREG 080 de 2000, pretende reconocer algunas diferencias en la estructura de costos que enfrentan las empresas distribuidoras.

Los estudios han demostrado que existe diferencia entre mercados urbanos y rurales, que tiene incidencia tanto en los costos que enfrentan las empresas, debido a la dispersión geográfica de ubicación de los usuarios, que afecta tanto el costo de inversión, como las pérdidas técnicas que conlleva el transporte de electricidad, en condiciones de eficiencia, hasta usuarios con ciertas características de dispersión geográfica.

En ese sentido, la aplicación de criterios de eficiencia de la nueva metodología también debe obedecer a la diferencia de características de mercado entre empresas, para lo cual fueron planteadas formas de discriminación de componentes rurales y urbanos por empresa a fin de hacer comparaciones de eficiencia considerando por separado estas características.

Aunque la metodología busca hacer aproximaciones más adecuadas en condiciones diferenciales de los mercados atendidos por las distribuidoras y los costos que ello implica, es difícil acercarse a las condiciones específicas de utilización de equipos en empresas particulares. Sin embargo, otros parámetros, tales como el costo de capital, que también son aplicados de manera general a todas las empresas, constituyen una aproximación que puede resultar en unas mejores condiciones para empresas particulares que enfrentan riesgos de mercado menores.

Las condiciones iniciales están fijadas por la Resolución CREG-099 de 1997, y en cuanto a criterios de eficiencia, se buscó un punto de partida acorde con los criterios utilizados en dicha resolución.

La filosofía general de la Resolución CREG-099 de 1997 se mantuvo vigente, y se fundamentó en utilizar el sistema de valoración de activos con su costo de reposición a nuevo, utilizando una tasa de retorno, dentro de un marco regulatorio de cargos máximos.

Se mantuvo el sistema de valoración de activos utilizando Unidades Constructivas que se utilizó en la Resolución CREG 099 de 1997, aunque se detallaron mucho más los tipos de Unidades Constructivas a reportar.

Para el Nivel de Tensión 4 se utiliza un sistema de Ingreso Máximo, con una tasa de retorno ajustada al tipo de regulación, correspondiente a un recálculo tarifario anual que considera los cambios en la demanda y en la inversión, dentro de una tarifa regional única.

En relación con el Nivel 1 de Tensión la nueva metodología plantea un cambio, debido a que en lugar de estimar tarifas a partir de muestras estadísticas de los activos de cada empresa, la Comisión analizó y tipificó las redes en todo el país para determinar un cargo dependiendo del tipo de red.

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el riesgo de demanda durante el período tarifario lo asumen los distribuidores, razón por la cual la tasa de retorno aplicable tiene un ajuste por riesgo de demanda, manteniendo de esta forma la misma filosofía de la Resolución CREG 099 de 1997.

El criterio de eficiencia utilizado en la Resolución CREG-099 de 1997 correspondió al uso de un tope tarifario correspondiente al 120 % de la tarifa promedio nacional en cada Nivel de Tensión Acumulado. El criterio de limitar la tarifa máxima, por consideraciones de eficiencia en la inversión que se remunera, a una comparación con las demás empresas fue mantenido, pero su consideración se convirtió en un manejo estadístico de cargos equivalentes (sin incluir AOM) comparables, en lugar de un porcentaje por encima de la tarifa promedio único nacional.

Se generó un nuevo criterio de eficiencia, con fundamento técnico, el cual fue aplicado, por simplicidad, solamente a las líneas radiales del Nivel de tensión 4. El

resto de activos de este nivel de tensión, fue sometido a comparación con tarifas nacionales como se efectuó en los demás niveles de tensión.

De otro lado la metodología valida la utilización de los porcentajes de AOM adoptados en la Resolución CREG-099 de 1997, a partir de la utilización de una metodología de Frontera de Eficiencia aplicada a los valores contables obtenidos de las empresas.

Se propone además un esquema de compensación por transporte de reactivos en exceso debidamente coordinado con la propuesta de manejo de reactivos a nivel del Sistema Interconectado Nacional que está próxima a salir a consulta.

Finalmente, la metodología propone ajustes regulatorios al uso de activos de conexión por parte de terceros.

2.1. CRITERIOS DE EFICIENCIA PARA REMUNERAR LA INVERSIÓN EN LOS STR Y SDL:

La aplicación de criterios de eficiencia se basa en la obligación legal que tiene el regulador de evitar que el usuario termine pagando costos ineficientes en la prestación del servicio, los cuales usualmente se relacionan mucho con mala gestión en la planeación del sistema. Por esta razón una buena forma de aproximarse a la aplicación de criterios de eficiencia es a través de mecanismos que establezcan el uso eficiente de los activos de la empresa, máxime cuando los ingresos de la misma se fijan a partir de la valoración de dichos activos.

Para establecer que los activos son los adecuados, es decir que su valoración refleja el buen uso que haga la empresa de los mismos en relación con su costo, se pueden analizar de manera particular, uno a uno, los activos y valorar su uso eficiente, en cuyo caso los criterios se aplican de forma más rigurosa. Este mecanismo exige tener unas bases de datos individuales completas en las que se determine el uso de cada activo que se quiere evaluar, por ejemplo estableciendo la carga máxima anual o el flujo de energía anual por el activo. La aplicación de criterios de eficiencia como estos es la ideal pero implica costos para obtener y mantener la información. En la metodología adoptada este criterio solo se usó en líneas radiales de Nivel de Tensión 4, debido a su poca cantidad y fácil información.

Otra forma de aplicar los criterios de eficiencia para el uso de los activos, consiste, no en valorar los activos reales de la empresa, sino en diseñar una empresa ideal eficiente que cubra el mismo servicio y valorarle a esa empresa los activos que requeriría para la atención eficiente de sus usuarios. Esa no es la forma en la que el regulador desde 1997 decidió aplicar los criterios de eficiencia en distribución eléctrica, razón por la cual no fue considerada en este nuevo período tarifario. No

obstante, es una técnica usada en muchos países, que adecuadamente probada, podría ser considerada en un futuro.

Cuando no se tiene información completa sobre el uso individual de los activos, se utilizan técnicas que observan el comportamiento promedio de las empresas. Medidas como el costo de inversión anualizada total, variabilizada con la demanda, resultan ser índices que miden el uso promedio de los activos por parte de la empresa. Al tratarse de un valor promedio por empresa, es posible que muchas de las ineficiencias de la empresa se puedan disfrazar dentro del promedio, pero si la ineficiencia es sistemática, queda aceptablemente capturada en el promedio. De otro lado, para establecer la meta de eficiencia con la cual se compare la empresa, se pueden usar métodos comparativos (*Benchmarking*), que son más o menos exigentes y que comparan esos promedios entre empresas, nacionales o extranjeras. Para el caso colombiano se optó por comparaciones únicamente entre empresas colombianas a fin de no hacer exigencias que no consideraran aspectos particulares de la distribución en Colombia (topología de la red, pérdidas técnicas, niveles de tensión, configuración de subestaciones típicas, diferencia rural-urbana, etc.).

Dentro de los mecanismos para tratar eficiencia a través de índices promedios por empresa, los más exigentes son los métodos tipo Frontera de Eficiencia (DEA) que comparan las empresas con las más eficientes comparables. En términos estadísticos esto correspondería a buscar el extremo izquierdo de la cola de la distribución de índices promedio de las empresas comparables. Un segundo método, este sí, de tipo puramente estadístico, consiste en fijar el criterio eficiente en el valor medio de los índices de todas las empresas (un promedio de los índices promedios). Dado que este promedio de índices incluye tanto empresas eficientes como ineficientes, el promedio resulta ser equitativo en la fijación del límite eficiente e incluso algo relajado por tratarse de promedios de promedios. Criterios más laxos aún pueden establecerse, y permiten fijar el límite por encima del promedio; estos criterios se usan, cuando, como en el caso colombiano, muchas empresas han tenido una historia de no mucha eficiencia, en razón del manejo no muy técnico de la expansión en el pasado y el regulador decide dar una transición hacia un esquema de exigencia máxima. La Resolución CREG-099 de 1997 fijó un límite que correspondía a una probabilidad de 64% de no ser excedido. La propuesta regulatoria para el período 2003-2007 consiste en establecer el límite con una probabilidad del 50% de no ser excedida. Para el próximo período tarifario la Comisión debe reevaluar estos criterios porque al tratarse de 10 años de existencia del esquema, debe esperarse que puedan aplicarse criterios plenos y exigentes de eficiencia, porque se trata de un período en el que se espera una gestión orientada fundamentalmente por criterios técnicos.

A continuación se presenta el desarrollo conceptual de los criterios de eficiencia que se aplicarán para remunerar la inversión en los STR y SDL.

En desarrollo de lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 la Comisión debe fijar criterios de eficiencia para remunerar la inversión.

Es así como la Resolución CREG-099 de 1997 dispuso: *“LÍMITES MÁXIMOS EN LOS CARGOS: en el caso de los transportadores cuyo estudio de costos genere cargos por uso superiores al 120% del cargo promedio nacional en cada nivel de tensión, la Comisión adoptará una estructura de costos que considere el promedio nacional, ponderado por energía, de cada nivel de tensión, con un límite máximo para esas empresas, del 120% de dicho promedio, con el fin de proteger a los usuarios de enfrentar sobrecostos por la expansión no económica de los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local”*.

Aunque el criterio adoptado por el regulador en la Resolución CREG-099 de 1997, determinó un límite en la eficiencia de los activos a remunerar, también determinó un límite a los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de los activos respectivos.

Considerando dichos límites establecidos por el regulador en 1997, que le indicaron claramente al mercado las restricciones en la ejecución de proyectos con un costo medio por encima de un porcentaje del promedio nacional, la Comisión ha planteado adoptar criterios de eficiencia ajustados a dos realidades importantes:

- La remuneración de los gastos AOM asociados con activos, que aunque no sean eficientes desde el punto de vista económico, permiten prestar el servicio, y asegura la continuidad en su prestación.
- La diferencia existente entre los mercados que atienden las empresas, ocasiona costos índices de inversión diferentes, por lo que la aplicación de criterios de eficiencia por comparación debe considerar características particulares, especialmente para el Nivel de Tensión 2.

El criterio de eficiencia que se asocia con la inversión es el uso o nivel de utilización que se le da a esta infraestructura para un fin determinado. Es así como el criterio de uso eficiente de los activos puede definirse a partir de simulaciones técnicas o económicas, cuando se relaciona dicho nivel de utilización con el costo de la inversión correspondiente y este último con la unidad de producto que se está entregando.

El documento desarrolla una propuesta para aplicar un criterio de eficiencia sobre la remuneración del uso de activos del Nivel de Tensión 4, correspondientes a líneas radiales, durante el período tarifario 2003-2007.

Así mismo desarrolla la propuesta para aplicar un criterio de eficiencia, similar al utilizado por el regulador en el período tarifario 1998-2002, para los demás activos en el Nivel de Tensión 4 y en los Niveles de tensión 3 y 2.

En la propuesta de la Comisión se utilizan los dos criterios. En el caso de las líneas radiales del Nivel de tensión 4 se desarrolla un modelo de carácter técnico a partir

del cual se identifican niveles el uso para la utilización eficiente de los activos. Para los demás activos del Nivel de Tensión 4 y los activos de los Niveles de Tensión 3 y 2 se aplica un criterio económico comparable con el contenido en la regulación tarifaria vigente en el período 1998-2002, para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia. Es así como, a partir de los costos anuales de la inversión por unidad de energía, para cada una de las empresas se encuentra un costo anual máximo admisible. Este valor o costo máximo está relacionado con la infraestructura estándar requerida por unidad de energía transportada, siendo el costo con probabilidad el 50% de no ser excedido, una buena aproximación al criterio de utilización de la infraestructura de transporte. Así, para aquellas empresas cuyos costos índices anuales de inversión por unidad de energía, son superiores al límite establecido por comparación con las demás empresas, como eficiente, se establece que sus activos no están siendo utilizados eficientemente, pero se garantizan los recursos para su operación y mantenimiento, buscando asegurar la continuidad en la prestación del servicio. En esta metodología no se determinan de manera particular las inversiones ineficientes, sino que, al hacer un cálculo global de costos anuales de inversión, se están promediando por empresa las eficiencias y las ineficiencias, de tal forma que solo resultan acotadas las empresas cuya gestión promedio es ineficiente. No puede establecerse de manera contundente que un determinado activo o grupo de activos es el causante de la ineficiencia, sino que se trata de una comparación global, es decir, de una medida única del desempeño general de la empresa.

Además, la circunstancia de que es la nueva metodología se tenga en consideración nuevos criterios de clasificación de los distribuidores en función de sus condiciones especiales, permite traer nuevas exigencias en materia de eficiencia.

2.1.1 Líneas Radiales de Nivel de Tensión 4.

Considerando la obligación que consagra la ley de establecer criterios de eficiencia en la determinación de las tarifas, la metodología propuesta busca asignar una demanda mínima para el reconocimiento de los costos de inversión para activos del Nivel de Tensión 4, considerando el grado de utilización que se dé a los mismos.

Los resultados del estudio contienen indicadores de cargabilidad mínima de las líneas radiales, en función de la longitud que pueden presentar las líneas en Nivel de Tensión 4, teniendo en cuenta parámetros tales como el límite térmico mínimo, la carga con la impedancia característica, las longitudes de los conductores, así como su regulación de voltaje con carga máxima, hasta el final de la línea.

a) Selección de Conductores

Para líneas de Nivel de Tensión 4 se consideraron los conductores tipo ACSR y AAAC, comúnmente utilizados por los OR en este Nivel de Tensión, cuyas características técnicas se presentan a continuación y que hacen parte de las Unidades Constructivas en la que se agrupan los activos correspondientes.

b) Características Eléctricas y Mecánicas de los Conductores Seleccionados

Para la preselección de los calibres a utilizar, se consideran aquellos que son comúnmente utilizados en el país, clasificándolos de acuerdo con las unidades constructivas que trata la Circular 027 de 2002, en dos tipos a saber :

- Conductores Tipo 1 : Conductores menores a 605 MCM
- Conductores Tipo 2 : Conductores mayores o iguales a 605 MCM

El Cuadro 2.1-1. presenta un resumen de las características mecánicas y eléctricas de los tipos de conductores y calibres seleccionados para el estudio.

**Cuadro 2.1-1.
Características Eléctricas y Mecánicas Conductores Nivel de Tensión 4**

TIPO DE CONDUCTOR	DIÁMETRO (mm)	Res. A 50°C (ohm/km)	Res. a 75°C (ohm/km)	Limite Térmico (Amp) Increm Temp a 75°C
336.4 MCM- ACSR	18.31	0.1868	0.2036	510
795 MCM ACSR	28.14	0.0798	0.0869	840
559.5 MCM - AAAC	21.79	0.133	0.1417	560
927.2 MCM - AAAC	28.15	0.0801	0.0863	800

Cuando un circuito suministra corriente a una carga, experimenta una caída de voltaje y una disipación de energía en forma de calor. La caída de voltaje es una función de la corriente de carga, del factor de potencia y de la resistencia y reactancia del conductor. En el diseño de circuitos se debe seleccionar un tamaño de conductor de modo que soporte la carga requerida, dentro de los límites especificados de pérdidas y caídas de voltaje. Un tamaño de conductor que satisfaga estos criterios dará buen servicio, dentro de los límites seguros de la temperatura de operación. Para el cumplimiento de la restricción de mínima regulación aplicable a este estudio, se tomará como criterio un valor de 4%, el cual se considera bastante conservador, habida cuenta de los límites regulatorios máximos requeridos como calidad de voltaje. El criterio establece que en condiciones de demanda máxima, para una carga igual al 150 % de la carga máxima del 2001, lo cual corresponde a una proyección de 10 años con una tasa de crecimiento del 4 % anual, la línea tenga una utilización que como mínimo le produzca una regulación del 4 %.

La potencia está dada por :

$$S = VI^* \quad (1)$$

$$S = \frac{V^2}{Z^*} \quad (2)$$

De la ecuación (2), la impedancia de un conductor esta dada de la siguiente manera:

$$Z = \frac{V^2}{S^*} \quad (3)$$

$$Z = \frac{V^2 S}{S^2} \quad (4)$$

$$Z = \frac{V^2}{S} (P + jQ) \quad (5)$$

De la ecuación (5), la resistencia y la inductancia de un conductor está dada por:

$$R = \frac{V^2}{S} (P) \quad (6)$$

$$X = \frac{V^2}{S} (Q) \quad (7)$$

Como :

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (8)$$

$$Q = S \cdot \sin \varphi \quad (9)$$

De esta manera, al remplazar (8) y (9) en (6) y (7) respectivamente:

$$R = \frac{V^2}{S} \cos \varphi \quad (10)$$

$$X = \frac{V^2}{S} \sin \varphi \quad (11)$$

Donde :

Z = Impedancia de carga

V = Voltaje

S = Potencia de carga

P = Potencia activa

Q = Potencia reactiva

R = Resistencia

X = Reactancia

Al analizar las ecuaciones (10) y (11) se puede concluir que en un conductor sus características de resistencia y reactancia óptimas, pueden establecerse en función de la carga a la cual estará sometido.

En el cuadro 2.1-1 se presentan las capacidades de corriente admisibles para los conductores seleccionados para el estudio, a temperaturas finales del conductor de 75°C, las cuales fueron tenidas en cuenta en el desarrollo del análisis propuesto.

c) Modelo Utilizado.

El programa de computador utilizado para establecer la cargabilidad de líneas radiales es el ATP (Alternative Transient Program), el cual contempla la opción de modelar el circuito con una longitud determinada y los parámetros eléctricos correspondientes, tal como se muestra en la figura 2.1-1.

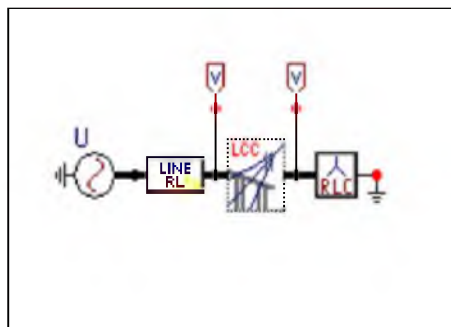


Figura 2.1-1. Topología Circuito

El modelo incluye parámetros del circuito como:

- Voltaje de entrada,
- Características eléctricas de la línea
- Longitud de la línea
- Potencia activa y reactiva

Una vez se incluyen los parámetros necesarios para el modelamiento de la línea, se verifica que el sistema cumpla con la regulación de voltaje preestablecido (Figura 2.1-2) y con la cargabilidad máxima a que puede operar bajo esas condiciones exigidas. En caso de no cumplirse las condiciones técnicas, se varía la carga en el circuito, reduciéndola hasta lograr los requisitos solicitados.

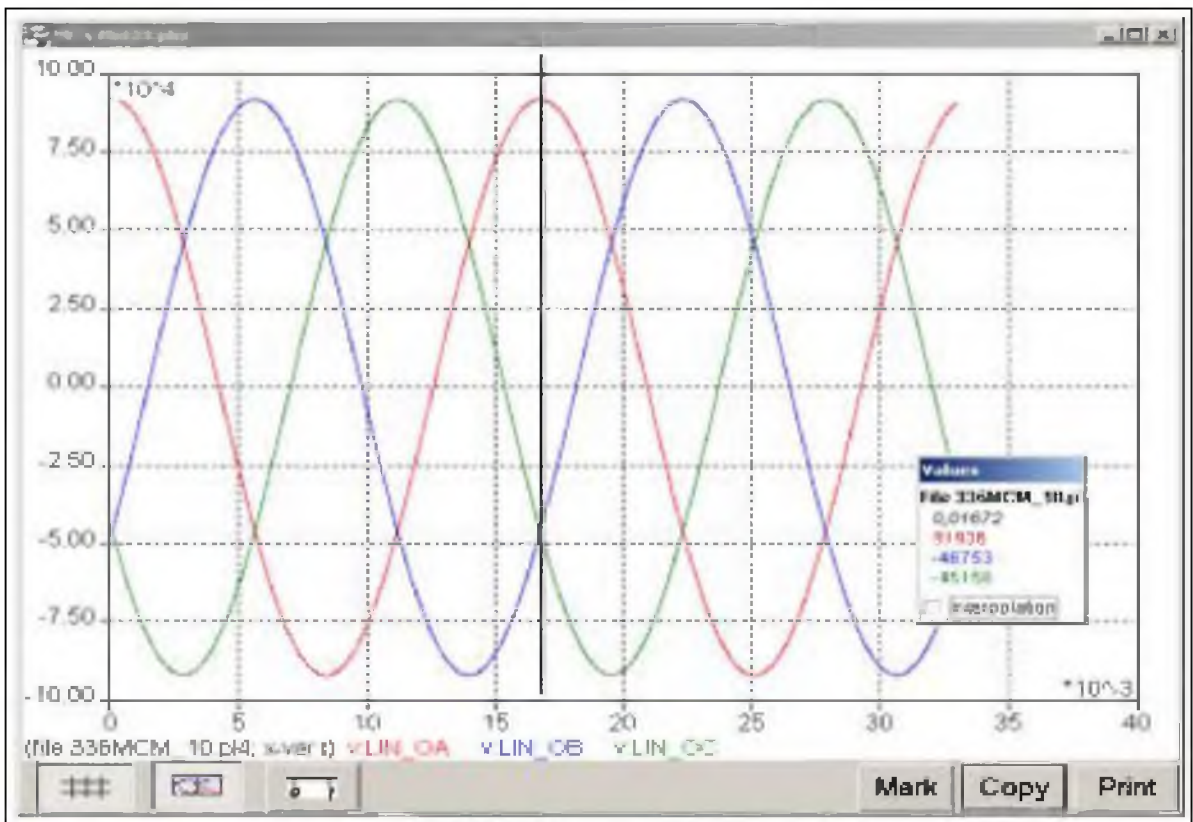


Figura 2.1- 2. Análisis Regulación de Voltaje

Con el fin de lograr mayor simplicidad en la aplicación del criterio, se utilizó un conductor 336.4 MCM ACSR, con longitud de línea variable entre 1 km y 250 km., aunque se hicieron sensibilidades para todos los otros tipos de conductores.

De esta forma, el análisis propuesto se basa en el modelamiento realizado en computador de cada uno de los conductores seleccionados para el estudio, en donde se determinó la cargabilidad máxima permitida por el conductor en función de la longitud, teniendo en cuenta características de regulación de voltaje.

El cuadro 2.1-2 muestra los resultados de las simulaciones obtenidas de los circuitos modelados, que se aplicará en líneas radiales de Nivel de Tensión 4.

Cuadro 2.1-2.
Resultados de Simulaciones de Líneas Radiales en Nivel de Tensión 4

LONGITUD (km)	POTENCIA TOTAL DE ENTRADA (MVA)			
	336.4 MCM ACSR	559.5 MCM AAAC	796 MCM ACSR	927.2 MCM AAAC
10	215	230.4	239.7	248.46
20	136	152	174.9	174.93
30	100	112	130.8	131
40	80	92	105.99	103.9
50	65	77	86.58	86.6
60	55	63	74.16	74.2
70	47.5	57	66.45	66.5
80	42.5	49.5	59	59
90	37.5	44.5	52.8	53.8
100	35	42	47.8	48.81
110	32	37	45	45
120	30	34.5	42.2	42
130	28.3	32.7	40	39.5
140	26.7	30.8	37.8	37
150	25	29	35.6	34.6
160	24	27.9	34	33.8
170	23	26.8	32.5	33
180	22	25.7	31	32.15
190	21	24.6	29.4	31.3
200	20	23.49	27.9	30.5
210	19.6	23	27.3	29.7
220	19.2	22.5	26.7	28.5
230	18.8	22	26	27.2
240	18.4	21.5	25.4	26
250	18	21	24.8	24.8

La figura 2.1-3 muestra los resultados de la cargabilidad máxima permitida por las líneas seleccionadas en este análisis, en función de su longitud, teniendo en cuenta criterios de regulación de voltaje.

Con los resultados presentados en el Cuadro 2.1-2 y la Figura 2.1-3 se encontraron criterios de carga en función de la longitud respectiva, que sirvieron de parámetros para el criterio de eficiencia a utilizar en Líneas radiales de Nivel de Tensión 4.

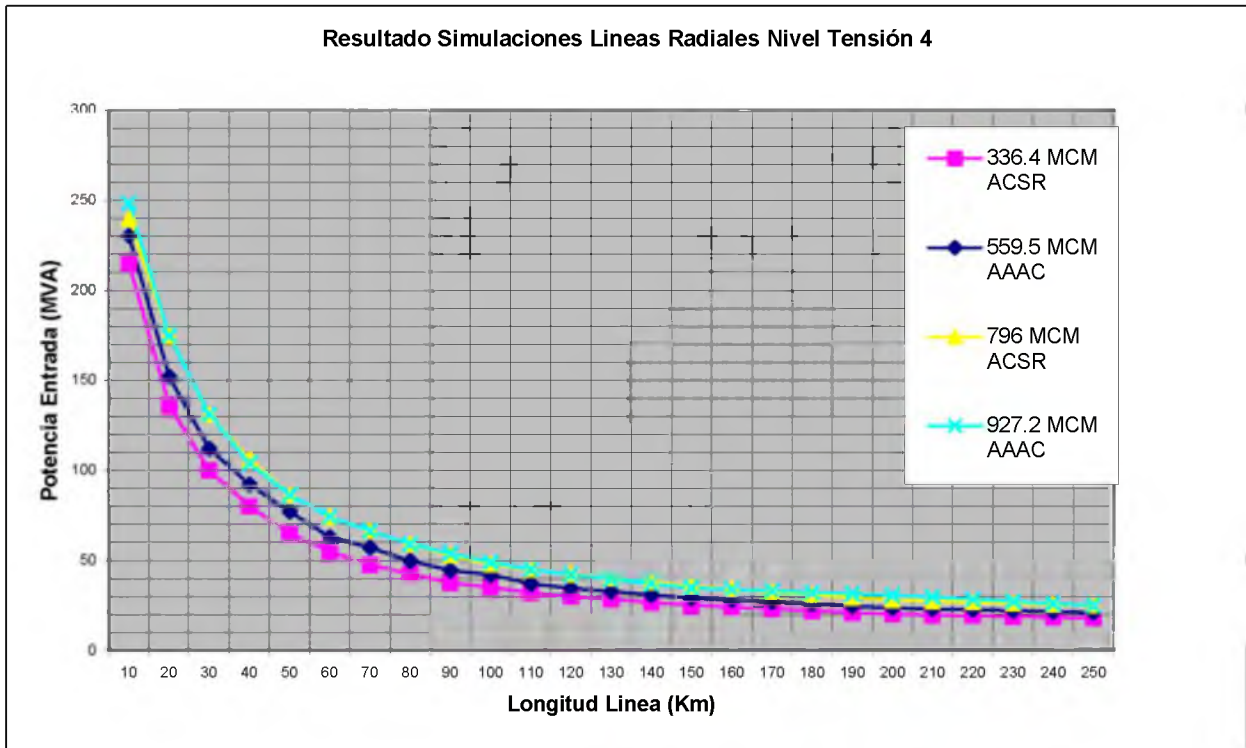


Figura 2.1-3. Resultado Simulaciones Líneas Radiales Nivel 4

Una vez analizados los resultados presentados en las simulaciones, se toman las siguientes condiciones para establecer los criterios de eficiencia definitivos en Nivel de Tensión 4 para líneas radiales.

- Para tramos cortos de la Línea, se toma el criterio de Limite Térmico.
- Para Tramos Intermedios de la línea se toma la cargabilidad de la línea con el calibre de menor exigencia en Nivel de Tensión 4, obtenido en la simulación del Cuadro 2.1-2 (figura 2.1-3).
- Para Tramos largos se tomará la cargabilidad mínima admisible, resultado de las simulaciones realizadas.

La capacidad de corriente de los conductores depende básicamente de la temperatura máxima admisible del conductor y de la capacidad del medio para disipar el calor, dado que la conductividad térmica y la temperatura a la cual se encuentra el conductor, será directamente proporcional a la cargabilidad del mismo. De esta manera es importante tener en cuenta la información pertinente al comportamiento del conductor con la temperatura. El cuadro 2.1-1 muestra los valores tomados de fabricante de los límites térmicos admisibles para los conductores seleccionados en el análisis.

Teniendo en cuenta los límites térmicos establecidos para los conductores, la potencia máxima admisible para los conductores elegidos para el análisis está dada por :

$$Pt = \sqrt{3} * E * I_t$$

Donde :

Pt : Potencia

E : Voltaje

I_t : Corriente máxima permisible por Límite térmico

De esta manera, la potencia máxima en los conductores 927.2MCM AAAC, 559.5MCM AAAC, 795 MCM ACSR y 336.4 MCM ACSR, a un voltaje de 110 kV y tomando la corriente máxima permisible en amperios, debida al límite térmico, correspondiente a un incremento de temperatura de 75°C dada en el cuadro 2.1-1, es:

Para el conductor 927.2 MCM AAAC :

$$Pt_{927.2} = \sqrt{3} * 110 * 800$$

$$Pt_{927.2} = 152.41MVA$$

Para el conductor 559.5 MCM AAAC :

$$Pt_{559.5} = \sqrt{3} * 110 * 560$$

$$Pt_{559.5} = 106.69MVA$$

Para el conductor 795 MCM ACSR :

$$Pt_{795} = \sqrt{3} * 110 * 840$$

$$Pt_{795} = 160MVA$$

Para el conductor 336.4 MCM ACSR :

$$Pt_{336.4} = \sqrt{3} * 110 * 510$$

$$Pt_{336.4} = 97.16MVA$$

Una vez calculada la máxima potencia permisible para los conductores, por límite térmico, se tomará el conductor que presente la menor capacidad. Utilizando este criterio este conductor corresponde al de 336.4 MCM ACSR.

El conductor 336.4 MCM ACSR, presentó una cargabilidad máxima de 97.16 MVA, utilizando el criterio de límite térmico con un incremento de temperatura de 75°C. A estas condiciones, el conductor experimenta valores máximos de pérdidas, así como de su temperatura. Para ser más conservativos, se tomó un porcentaje de la cargabilidad presentada por el conductor a condiciones de su límite térmico.

De esta forma, se toma una capacidad de 55 MVA como condición para el criterio de eficiencia en tramos cortos de líneas radiales (hasta 40 km), equivalente a un 56 % de la capacidad máxima permitida por el conductor en condiciones de límite térmico.

Para tramos de línea mayores a 40 km, la condición propuesta se toma del modelamiento realizado en computador para cada uno de los conductores seleccionados en el estudio, en donde se determinó la cargabilidad máxima permitida por el conductor en función de la longitud, teniendo en cuenta características de regulación de voltaje, cuyos resultados se observan en el cuadro 2.1-2 y la figura 2.1-3.

Se propone tomar la curva obtenida para el conductor que presentó la menor cargabilidad utilizando este criterio, es decir, el 336.4 MCM ACSR.

Una vez seleccionado el conductor, se encuentra la ecuación de la curva mediante una regresión potencial que ajusta los datos de la simulación presentados en la figura 2.1-3, correspondientes a los datos del cuadro 2.1-2. El resultado se muestra en la figura 2.1-4.

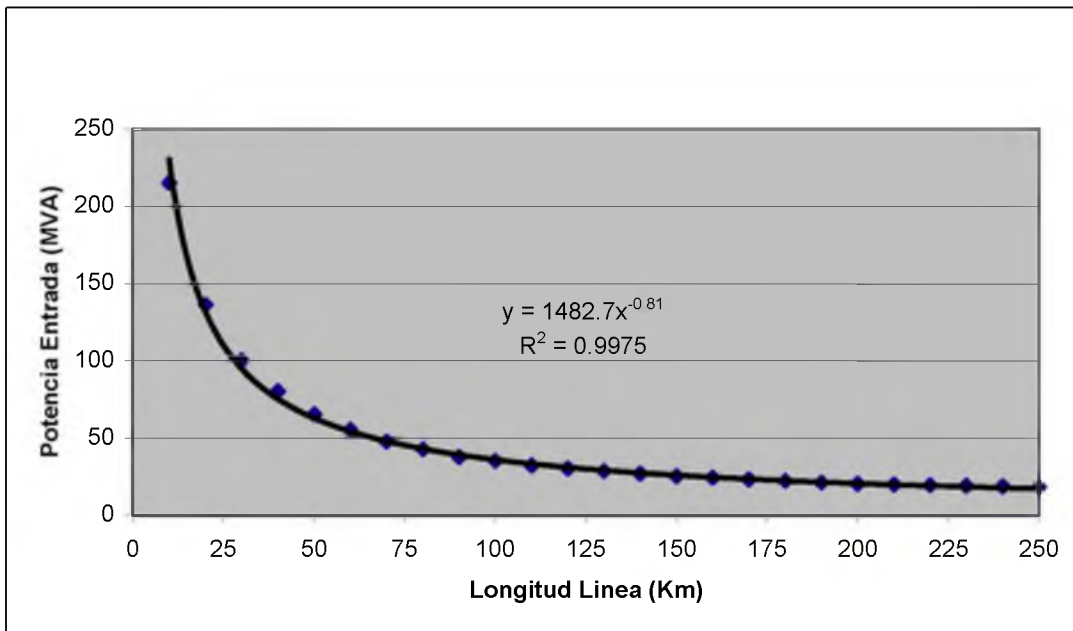


Figura 2.1-4. Ecuación de la Curva Línea Nivel 4.

La ecuación encontrada para la línea es :

$$Y = 1482.7 X^{-0.81}$$

A partir de esta ecuación se puede calcular la demanda máxima de potencia en MVA (Y), en función de la longitud del tramo de la Línea radial, expresada en km. (X).

Una vez obtenida la función, de donde se puede obtener la potencia máxima permitida para determinada longitud de la línea tomando el criterio de regulación de voltaje, se calcula la función resultante, a partir de los valores dados por los límites térmicos permisibles por los conductores (Longitud 40 km, Potencia 55 MVA), La cual está definida de la siguiente manera:

$$Y = KX^{-0.81}$$

Donde :

Y = Potencia en MVA

K = Constante Función

X = Longitud tramo en km.

Reemplazando :

$$55 = K(40)^{-0.81}$$

$$k = 55(40)^{0.81}$$

$$k = 1093$$

De esta manera, la función resultante queda expresada de la siguiente manera:

$$Y = 1093 X^{-0.81}$$

En donde se puede obtener la potencia máxima permitida para longitudes de línea mayores a 40 km, tomando el criterio de regulación de voltaje.

La figura 2.1-5, muestra el acotamiento presentado por la función resultante, con base en la calculada en la simulación escogida para el estudio.

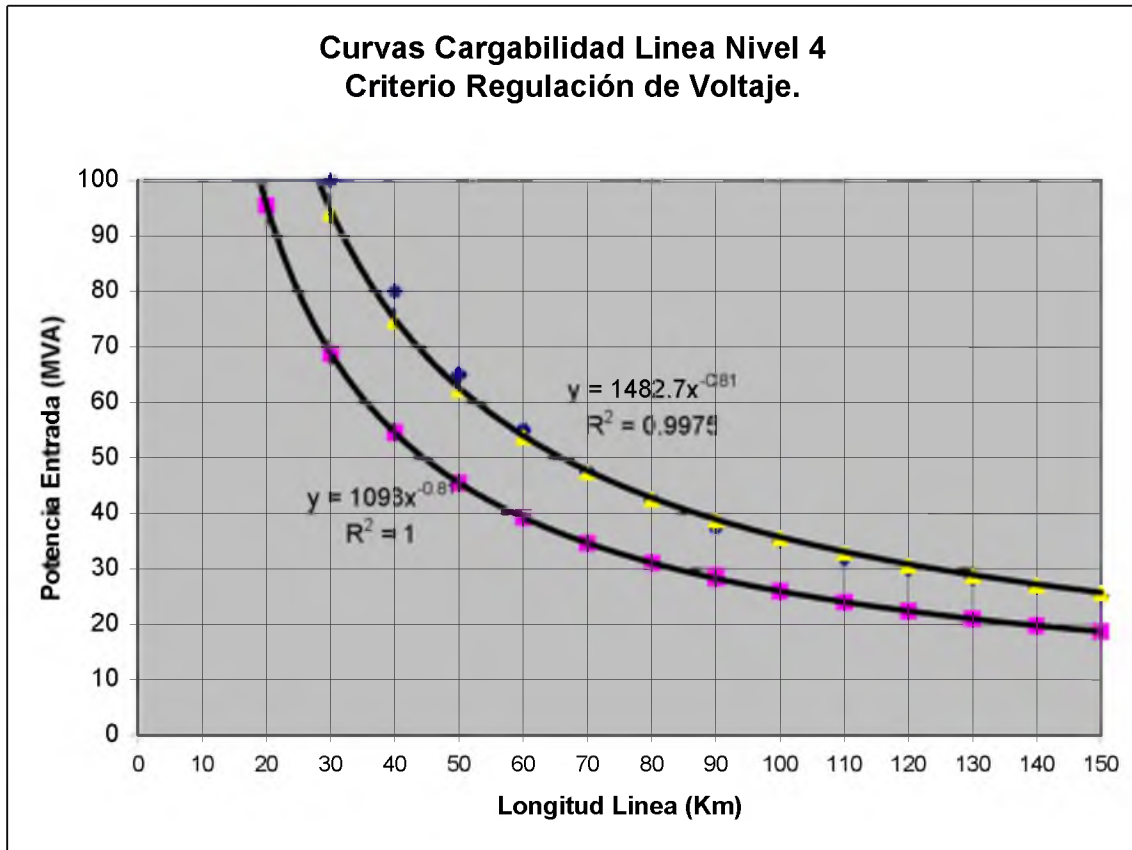


Figura 2.1-5. Curvas de Cargabilidad de Líneas Radiales Nivel 4, Criterio Regulación de Voltaje

Como se observa en esta figura, se tendrá en cuenta para las condiciones en el criterio de eficiencia para tramos de línea radiales con longitudes mayores a 40 km un 73,71 % de la curva de cargabilidad de la línea seleccionada, resultado de las simulaciones realizadas en computador y presentadas en la figura 2.1-3, con la información del Cuadro 2.1-2.

Para tramos largos de línea radiales se toma como condición, longitudes mayores a 105 km, cuya potencia se calcula con la curva de cargabilidad, seleccionada de acuerdo con condiciones de regulación de voltaje a la distancia mencionada, de esta manera:

$$Y = 1093X^{-0.81}$$

Donde :

Y = Potencia en MVA

X = Longitud tramo en km

Con una longitud de línea radial = 105 km

$$Y = 1093(105)^{-0.81}$$

$$Y = 25 \text{ MVA}$$

De esta forma, se toma una potencia de 25 MVA para longitudes de línea mayores de 105 km.

Para el cálculo del Índice de eficiencia, se toma la Demanda máxima de potencia del tramo de línea reportada por el OR y se acota en razón a su longitud con los criterios de límite térmico o regulación de voltaje. De esta forma los índices estarán establecidos de la siguiente manera .

$$\text{Si } L \leq 40 \quad I_{ef} = \frac{P}{55}$$

$$\text{Si } 40 < L \leq 105 \quad I_{ef} = \frac{P L^{0.81}}{1093}$$

$$\text{Si } L > 105 \quad I_{ef} = \frac{P}{25}$$

donde:

P Demanda máxima de potencia del tramo de línea (MVA)

L : Longitud del tramo de línea radial, en km.

I_{ef} Índice de eficiencia a aplicar sobre tramo de línea radial de longitud L en el Nivel de Tensión 4. El máximo índice reconocido será 1.0

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 radiales de este Nivel de Tensión, entendiéndose por radial aquella línea en la que el flujo de potencia siempre tiene un sentido único.

Ya que se espera una ampliación en la demanda de potencia en el tramo de la línea en el transcurso del tiempo, se tomará una potencia máxima esperada en un periodo de diez (10) años de la siguiente manera.

$$P_{\max} = 1.5 * P_{2001}$$

donde:

P_{2001} : Demanda máxima de potencia del tramo de línea, en MVA, para el año 2001

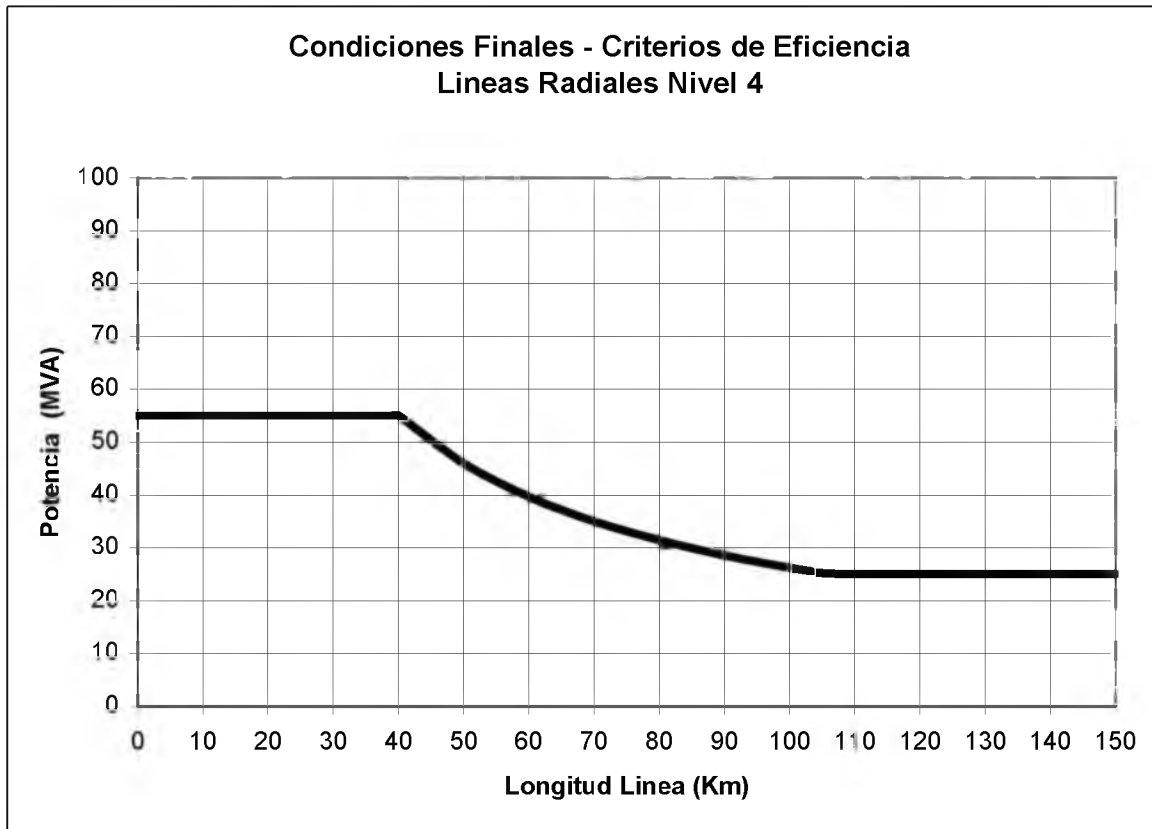


Figura 2.1- 6. Condiciones Finales - Criterio de Eficiencia Líneas Radiales Nivel 4

2.1.2 Activos Eléctricos de los Niveles de Tensión 3 y 2. Otros Activos del Nivel de Tensión 4 .

El análisis estadístico utilizado a partir de los datos empleados en 1997 considera un tope en las tarifas del 120% del promedio nacional. Este valor no se encuentra sustentado en el análisis del comportamiento de las colas en la distribución estadística de cargos, razón por la cual se ha considerado necesario que la nueva metodología se base en un análisis estadístico que no sólo observe la media sino también la dispersión de los datos. Adicionalmente, dado que la distribución estadística de la muestra difícilmente puede ajustarse de forma natural a una distribución estandarizada y debido a que actualmente se dispone de técnicas estadísticas que permiten transformarla en una distribución normal, se decidió utilizar la técnica de Box-Cox para hacer la transformación y la técnica de Shapiro Wilk para verificar la normalidad de la muestra transformada. Una vez se tiene la muestra normalizada se facilita el análisis de las colas y puede sustentarse estadísticamente la determinación de un nivel de confianza para establecer la cota de eficiencia.

En relación con el Nivel de Tensión 2, la Comisión consideró importante reconocer las características diferenciales de prestación del servicio en áreas rurales y urbanas, por lo que se desagregaron las componentes rurales y urbanas de cada empresa antes de analizar el componente de eficiencia que se considerará en el nuevo período tarifario.

Este procedimiento permite continuar aplicando un criterio de eficiencia sobre la inversión, pero reconociendo en todos los casos, a diferencia de la metodología anterior, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para todos los activos del sistema, con lo que se asegura la continuidad en la prestación del servicio.

Adicionalmente, cabe anotar que dado que los niveles de eficiencia estadísticos se aplican al costo índice de inversión, el hecho de que una empresa quede acotada no puede atribuirse ni a la baja demanda ni a la existencia de inversión en un activo particular, debido a que toda la inversión se suma al igual que toda la demanda de la empresa. Esta consideración les permite a las empresas compensar parte de su ineficiencia en algunos equipos y sistemas, con eficiencias logradas en la utilización de otras inversiones. En otras palabras, no es técnicamente posible, ni es propósito de la metodología, develar la participación que en la eficiencia tienen equipos o demandas particulares dentro de sectores de cada empresa.

2.1.2.1 Análisis Estadístico

A partir de un análisis estadístico se definen los cargos máximos admisibles para remunerar la inversión en los diferentes Niveles de tensión. El análisis estadístico permite aplicar criterios asimilables a los incluidos en la metodología establecida por la Comisión para el periodo tarifario 1998-2002.

El presente análisis propone un tratamiento estadístico de los cargos equivalentes (sin incluir AOM), por nivel de tensión, determinados para las diversas empresas de distribución del país.

Para el análisis se toman los datos originales de los cargos calculados a cada una de las empresas para los Niveles de Tensión 2, 3 y 4, para el período tarifario 1998 - 2002 a los cuales se les realiza la prueba de normalidad mediante el método de Shapiro-Wilk. Dichos análisis se realizan por intermedio del Programa SAS, el cual es un Software de Análisis Estadístico, que posee las herramientas necesarias para el desarrollo de los procesos descritos anteriormente.

- Nivel de Tensión 2

Para establecer el criterio estadístico, se observó el comportamiento de las muestras equivalentes a los cargos encontrados en el año 1997. La información general utilizada está dada en los Cuadros 2.1-3 a 2.1-5.

Para el análisis de la muestra fueron tomados los Cargos por Uso, calculados por la CREG antes de acotar, de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 099 de 1997, como se aprecia en el Cuadro 2.1-8

Cuadro 2.1-3.
Cargos por Uso de STR y/o SDL Nivel 3

EMPRESA	CARGO SOLICITADO	CARGO CALCULADO	ENERGÍA ÚTIL	CARGO ACOTADO
EBSA	31.2768	26.2744	382.5	13.8100
ESSA	17.6213	13.0328	1,206.0	13.0328
CENS	18.7681	12.6096	816.0	12.6096
EPSA	10.0700	12.3210	1,046.0	12.3210
EMCALI	13.4881	12.4523	1,130.0	12.4523
EMCALI (Particular)	-	7.8709	587.9	7.8709
BOLIVAR	24.8000	11.6082	50.4	11.6082
ATLÁNTICO	9.3143	8.1882	1,499.2	8.1882
EPP	11.3395	8.9951	441.3	8.9951
CEDELCA	25.3296	21.6820	410.5	13.8100
CHEC	17.1494	10.4380	1,844.5	10.4380
EEB	14.6301	13.8100	1,471.0	13.8100
CORDOBA	10.7700	13.0138	453.7	13.0138
HUILA	22.6800	12.5003	494.8	12.5003
EPM	12.5095	6.7346	1,642.7	6.7346
CEDENAR	14.8000	12.9576	607.8	12.9576
TULÚA	7.3344	12.2967	148.0	12.2967
EADE	14.3900	13.4003	1,293.3	13.4003
ARAUCA		11.4853	99.2	11.4853
CAQUETA		10.9087	99.2	10.9087
CARTAGO		11.4853	137.0	11.4853
CESAR		11.4853	404.6	11.4853
CHOCO		11.4853	124.8	11.4853
CUNDINAMARCA		10.0426	711.3	10.0426
GUAJIRA		10.5116	304.1	10.5116
MAGDALENA		7.5000	781.3	7.5000
MAGANGUE		11.4853	132.9	11.4853
META		9.8428	498.3	9.8428
QUINDÍO		11.4853	416.9	11.4853
SUCRE		10.3461	517.8	10.3461
TOLIMA		11.3404	1,274.1	11.3404

Cuadro 2.1-4.
Cargos por Uso de STR y/o SDL Nivel 2

EMPRESA	CARGO SOLICITADO	CARGO CALCULADO	ENERGÍA ÚTIL	CARGO ACOTADO
EBSA	42.8224	46.2297	521.5	23.9282
ESSA	43.7045	35.0221	1,179.0	23.9282
CENS	51.7939	29.3294	673.0	23.9282
EPSA	24.1200	29.6122	1,337.0	23.9282
EMCALI	20.3576	14.9044	2,641.0	14.9044
BOLIVAR	16.6000	12.0079	1,451.0	12.0079
ATLÁNTICO	17.3398	13.9267	2,539.3	13.9267
EPP	19.1908	13.6252	452.9	13.6252
CEDELCA	42.7323	35.6934	399.1	23.9282
CHEC	41.6608	25.8006	1,060.7	23.9282
EEB	17.9575	16.9600	8,416.0	16.9600
CORDOBA	20.1900	23.0475	692.1	23.0475
HUILA	34.5100	21.6243	465.0	21.6243
EPM	20.2612	15.1086	4,686.3	15.1086
CEDENAR	25.4800	23.9214	583.6	23.9214
TULÚA	30.1418	21.4199	157.0	21.4199
EADE	33.3800	33.9928	1,495.7	23.9282
ARAUCA		18.2758	97.3	18.2758
CAQUETA		18.2758	97.3	18.2758
CARTAGO		18.2758	134.3	18.2758
CESAR		18.2758	396.5	18.2758
CHOCO		18.2758	121.7	18.2758
CUNDINAMARCA		18.2758	660.9	18.2758
GUAJIRA		18.2758	298.0	18.2758
MAGDALENA		18.2758	765.7	18.2758
MAGANGUE		25.5389	130.2	23.9282
META		18.2758	478.5	18.2758
QUINDÍO		18.2758	406.1	18.2758
SUCRE		18.2758	507.4	18.2758
TOLIMA		25.5389	1,210.7	23.9282

Cuadro 2.1-5
Cargos por Uso de STR y/o SDL Nivel 4

EMPRESA	CARGO SOLICITADO	CARGO CALCULADO	ENERGÍA ÚTIL	CARGO ACOTADO
EBSA	14.9058	10.7927	1,035.2	6.1407
ESSA	11.9855	6.1592	1329	6.1407
CENS	13.3543	6.5424	882	6.1407
EPSA	5.1700	4.1922	5,365.0	4.1922
EMCALI	4.8550	N.A.	N.A.	4.1922
BOLIVAR	7.9000	4.0128	1,675.7	4.0128
ATLANTICO	4.6816	3.9992	2,561.2	3.9992
EPP	10.1329	N.A.	N.A.	5.8816
CEDELCA	16.0101	12.2806	401.3	6.1407
CHEC	8.9939	5.8816	2,034.3	5.8816
EEB	5.3238	4.6500	9,087.0	4.6500
CORDOBA	8.0000	4.5678	637.3	4.5678
HUILA	13.1500	4.9635	576.6	4.9635
EPM	6.6682	3.9196	6,137.6	3.9196
CEDENAR	10.3300	9.1373	598.5	6.1407
TULUA	N. A.	N. A.	-	4.1922
EADE	10.7300	8.4973	915.4	6.1407
ARAUCA		4.6594	100.7	4.6594
CAQUETA		6.0288	100.7	6.0288
CARTAGO		N.A.	N.A.	4.1922
CESAR		6.0288	410.7	6.0288
CHOCO		6.0288	127.3	6.0288
CUNDINAMARCA		6.0288	759.1	6.0288
GUAJIRA		6.0288	308.7	6.0288
MAGDALENA		4.4478	793.2	4.4478
MAGANGUE		6.0288	134.9	6.0288
META		6.0288	515.9	6.0288
QUINDIO		N.A.	N.A.	5.8816
SUCRE		6.0288	525.7	6.0288
TOLIMA		6.0288	1,332.1	6.0288

Cuadro 2.1-6.
Cargos por Uso Nivel de Tensión 2
Cargos antes Acotamiento – Resolución CREG 099 de 1997

EMPRESA	CARGO
BOLIVAR	12.0079
EPP	13.6252
ATLÁNTICO	13.9267
EMCALI	14.9044
EPM	15.1086
EEB	16.96
ARAUCA	18.2758
CAQUETA	18.2758
CARTAGO	18.2758
CESAR	18.2758
CHOCO	18.2758
CUNDINAMARC	18.2758
GUAJIRA	18.2758
MAGDALENA	18.2758
META	18.2758
QUINDÍO	18.2758
SUCRE	18.2758
TULÚA	21.4199
HUILA	21.6243
CORDOBA	23.0475
CEDENAR	23.9214
MAGANGUE	25.5389
TOLIMA	25.5389
CHEC	25.8006
CENS	29.3294
EPSA	29.6122
EADE	33.9928
ESSA	35.0221
CEDELCA	35.6934
EBSA	46.2297

Tomando los valores del cuadro 2.1-6, el resultado de Prueba de Normalidad utilizando el software estadístico –SAS- es el siguiente :

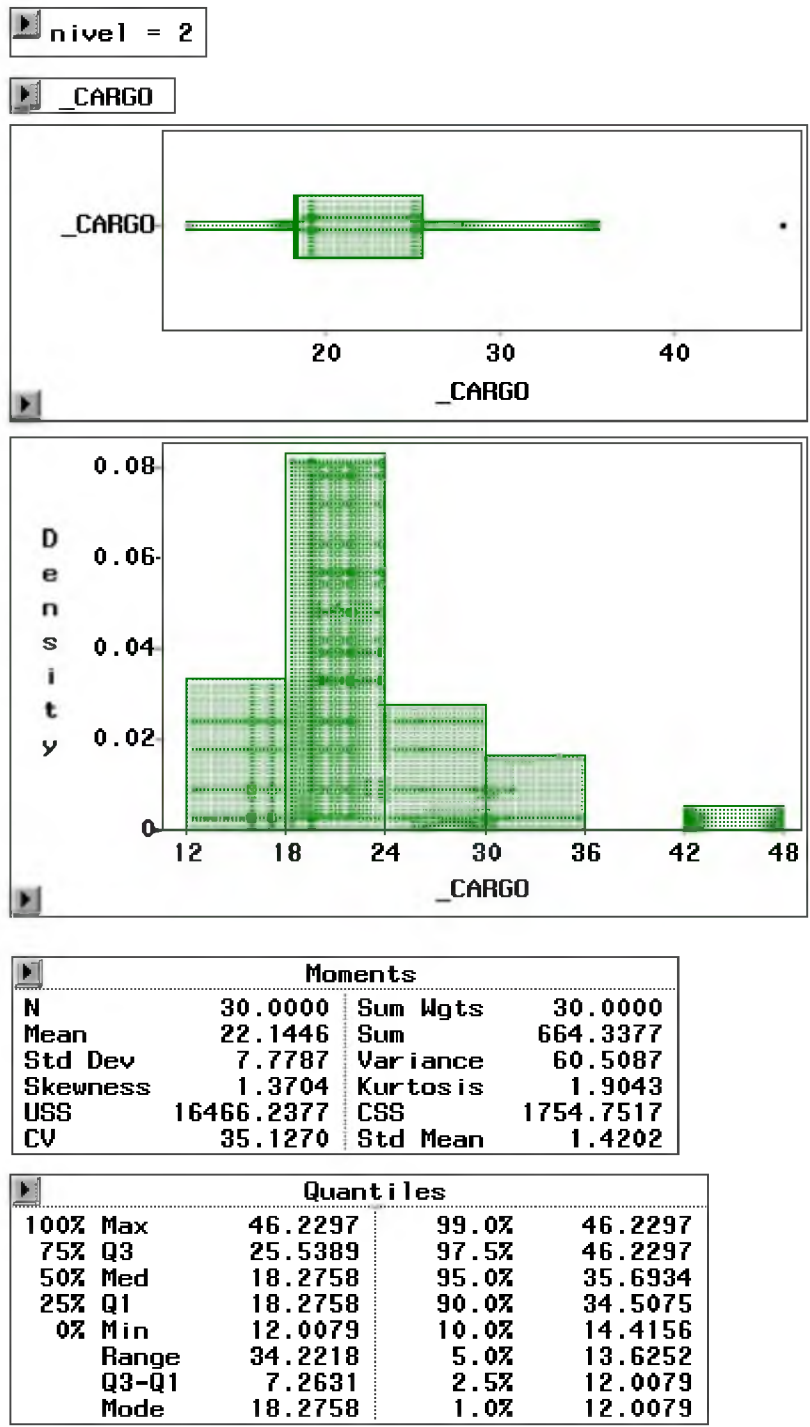


Figura 2.1- 7. Análisis de Distribución Normal – Cargos Nivel 2

Cuadro 2.1-7
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Nivel 2

The UNIVARIATE Procedure
 Variable: CARGO
 nivel = 2

	Moments			
N	30	Sum Weights	30	
Mean	22.14459	Sum Observations	664.3377	
Std Deviation	7.77873242	Variance	60.5086781	
Skewness	1.37040563	Kurtosis	1.90429239	
Uncorrected SS	16466.2377	Corrected SS	1754.75166	
Coeff Variation	35.1270103	Std Error Mean	1.42019574	

	Basic Statistical Measures			
	Location		Variability	
Mean	22.14459	Std Deviation	7.77873	
Median	18.27580	Variance	60.50868	
Mode	18.27580	Range	34.22180	
		Interquartile Range	7.26310	

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	-----p Value-----
Student's t	t 15.59263	Pr > t <.0001
Sign	M 15	Pr >= M <.0001
Signed Rank	S 232.5	Pr >= S <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic--	-----p Value-----
Shapiro-Wilk	W 0.863659	Pr < W 0.0012
Kolmogorov-Smirnov	D 0.257197	Pr > D <0.0100
Cramer-von Mises	W-Sq 0.290674	Pr > W-Sq <0.0050
Anderson-Darling	A-Sq 1.557997	Pr > A-Sq <0.0050

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	46.2297
99%	46.2297
95%	35.6934
90%	34.5075
75% Q3	25.5389
50% Median	18.2758
25% Q1	18.2758
10%	14.4156
5%	13.6252
1%	12.0079
0% Min	12.0079

Extreme Observations

-----Lowest-----			-----Highest-----	
Value EMPRESA	Obs		Value EMPRESA	Obs
12.0079 BOLIVAR	6		29.6122 EPSA	4
13.6252 EPP	8		33.9928 EADE	17

The UNIVARIATE Procedure
 Variable: CARGO
 nivel = 2

Extreme Observations

-----Lowest-----			-----Highest-----	
Value EMPRESA	Obs		Value EMPRESA	Obs
13.9267 ATLANTICO	7		35.0221 ESSA	2
14.9044 EMCALI	5		35.6934 CEDELCA	9
15.1086 EPM	14		46.2297 EBSA	1

Como se presenta en la figura 2.1-6, dados los valores del Cuadro 2.1-7, la distribución normal de la muestra indica una media de 22.1446, con una desviación estándar de 7.7787.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad por el Método de Shapiro-Wilk, se observa que el p_valor resultante fue de 0.0012, menor al 0.01 aceptable, rechazándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. De esta manera, se debe realizar la Normalización de la Muestra que se describe más adelante.

- **Nivel de Tensión 3**

Para la estimación del criterio de eficiencia para el Nivel de Tensión 3, se siguió un procedimiento de análisis sobre la información de cargos del período 1997-2002, similar al efectuado para el Nivel de Tensión 2.

De acuerdo con la información general dada en el Cuadro 2.1-3, para el análisis de la muestra fueron tomados los Cargos por Uso, calculados por la CREG antes de acotar de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 099 de 1997. Dicha información se relaciona en el cuadro 2.1-8.

Cuadro 2.1-8
Cargos por Uso Nivel de tensión 3 Cargos antes Acotamiento
Resolución 099 de 1997

EMPRESA	CARGO
EPM	6.7346
MAGDALENA	7.5
EMCALI	7.8709
ATLANTICO	8.1882
EPP	8.9951
META	9.8428
CUNDINAMARCA	10.0426
SUCRE	10.3461
CHEC	10.438
GUAJIRA	10.5116
CAQUETA	10.9087
TOLIMA	11.3404
ARAUCA	11.4853
CARTAGO	11.4853
CESAR	11.4853
CHOCO	11.4853
MAGANGUE	11.4853
QUINDIO	11.4853
BOLIVAR	11.6082
TULUA	12.2967
EPSA	12.321
EMCALI	12.4523
HUILA	12.5003
CENS	12.6096
CEDENAR	12.9576
CORDOBA	13.0138
ESSA	13.0328
EADE	13.4003
EEB	13.81
CEDELCA	21.682
EBSA	26.2744

Tomando los valores de este cuadro el resultado de la Prueba de Normalidad, utilizando el software estadístico –SAS–, es el siguiente :

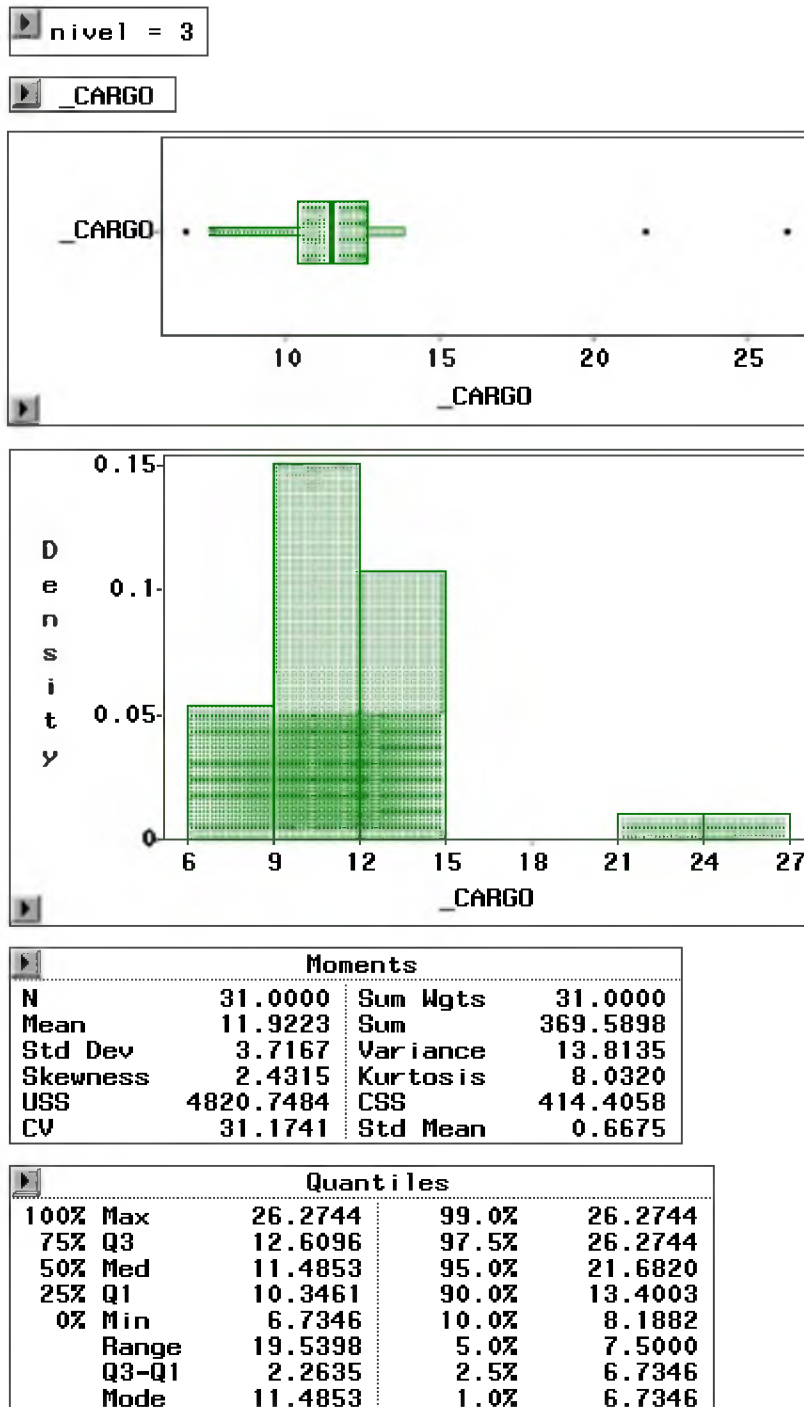


Figura 2.1-8 Análisis de Distribución Normal – Cargos Nivel 3

Cuadro 2.1-8
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Nivel de Tensión 3
-SAS-

The UNIVARIATE Procedure

Variable: CARGO
 nivel = 3

Moments

N	31	Sum Weights	31
Mean	11.9222516	Sum Observations	369.5898
Std Deviation	3.7166555	Variance	13.8135281
Skewness	2.43146958	Kurtosis	8.03198614
Uncorrected SS	4820.74843	Corrected SS	414.405843
Coeff Variation	31.1741072	Std Error Mean	0.66753103

Basic Statistical Measures

Location		Variability	
Mean	11.92225	Std Deviation	3.71666
Median	11.48530	Variance	13.81353
Mode	11.48530	Range	19.53980
		Interquartile Range	2.26350

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	-----p Value-----
Student's t	t 17.86022	Pr > t <.0001
Sign	M 15.5	Pr >= M <.0001
Signed Rank	S 248	Pr >= S <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic--	-----p Value-----
Shapiro-Wilk	W 0.735424	Pr < W <.0001
Kolmogorov-Smirnov	D 0.253513	Pr > D <.0100
Cramer-von Mises	W-Sq 0.448067	Pr > W-Sq <.0050
Anderson-Darling	A-Sq 2.578765	Pr > A-Sq <.0050

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	26.2744
99%	26.2744
95%	21.6820
90%	13.4003
75% Q3	12.6096
50% Median	11.4853
25% Q1	10.3461
10%	8.1882
5%	7.5000
1%	6.7346
0% Min	6.7346

Extreme Observations

-----Lowest-----			-----Highest-----		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
6.7346	EPM	45	13.0328	ESSA	32
7.5000	MAGDALENA	56	13.4003	EADE	48

The UNIVARIATE Procedure
Variable: CARGO
nivel = 3

Extreme Observations

-----Lowest-----			-----Highest-----		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
7.8709	EMCALI (Par	36	13.8100	EEB	42
8.1882	ATLANTICO	38	21.6820	CEDELCA	40
8.9951	EPP	39	26.2744	EBSA	31

Como se presenta en la Gráfica 2.1-8, dados los valores del Cuadro 2.1-8, la distribución normal de la muestra indica una media de 11.922, con una desviación estándar de 3.716.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad por el Método de Shapiro-Wilk, se observa que el p_valor resultante fue de 0.0001, menor al 0.01 aceptable, rechazándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. De esta manera, se debe realizar la Normalización de la Muestra que se describe más adelante.

- Nivel de Tensión 4

Para la estimación del criterio de eficiencia para el Nivel de Tensión 4, se siguió un procedimiento de análisis sobre la información de cargos del período 1997-2002, similar al efectuado para los Niveles de Tensión 2 y 3.

De acuerdo con la información general dada en el Cuadro 2.1-7, para el análisis de la muestra fueron tomados los Cargos por Uso, calculados por la CREG antes de acotar de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 099 de 1997. Dicha información se relaciona en el cuadro 2.1-9.

Cuadro 2.1-9
Cargos por Uso Nivel de tensión 4
Cargos antes Acotamiento – Resolución 099 de 1997

EMPRESA	CARGO CALCULADO
EBSA	10.7927
ESSA	6.1592
CENS	6.5424
EPSA	4.1922
BOLIVAR	4.0128
ATLÁNTICO	3.9992
CEDELCA	12.2806
CHEC	5.8816
EEB	4.6500
CORDOBA	4.5678
HUILA	4.9635
EPM	3.9196
CEDENAR	9.1373
EADE	8.4973
ARAUCA	4.6594
CAQUETA	6.0288
CESAR	6.0288
CHOCO	6.0288
CUNDINAMARCA	6.0288
GUAJIRA	6.0288
MAGDALENA	4.4478
MAGANGUE	6.0288
META	6.0288
SUCRE	6.0288
TOLIMA	6.0288

Tomando los valores de este cuadro, el resultado de Prueba de Normalidad utilizando el software estadístico –SAS- es el siguiente :

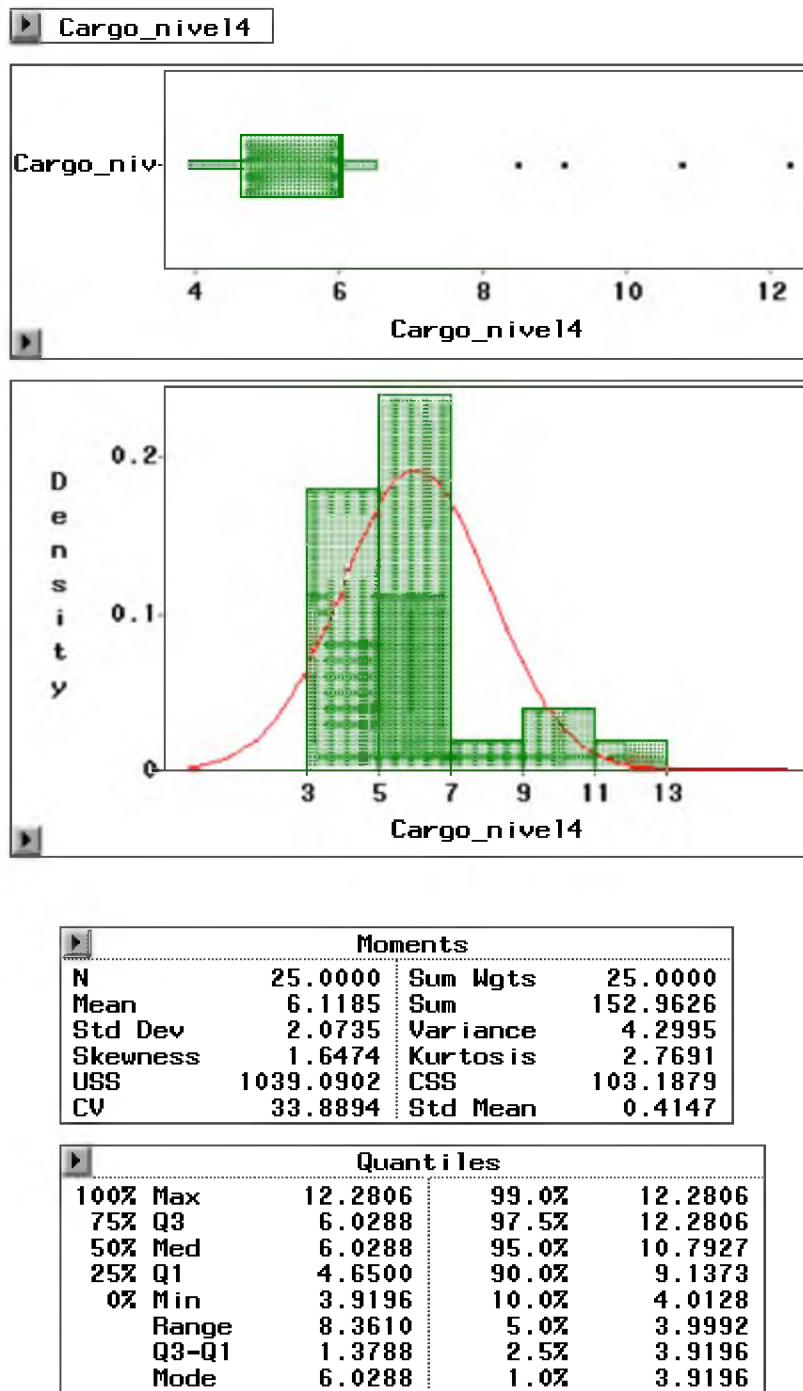


Figura 2.1-9. Análisis de Distribución Normal – Cargos Nivel 4

Cuadro 2.1-10
Resultados Prueba de Normalidad
Cargos Nivel de Tensión 4 –SAS-

Tests for Normality		
Test Statistic	Value	p-value
Shapiro-Wilk	0.799164	0.0002
Kolmogorov-Smirnov	0.292171	<.0100
Cramer-von Mises	0.360874	<.0050
Anderson-Darling	1.900618	<.0050

Como se presenta en la figura 2.1-9, dados los valores del Cuadro 2.1-10, la distribución normal de la muestra indica una media de 6.1185, con una desviación estándar de 2.0735.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad por el Método de Shapiro-Wilk, se observa que el p_valor resultante fue de 0.0002, menor al 0.01 aceptable, rechazándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. De esta manera, se debe realizar la Normalización de la Muestra que se describe más adelante.

2.1.2.2 Normalización de la Muestra

Para la normalización de la muestra en los Niveles de Tensión 2, 3 y 4 se utiliza el Método de Transformación de Box Cox, que es un método comúnmente utilizado en normalización de muestras, el cual está definido de la siguiente manera :

$$T(X) = (X^\lambda - 1) / \lambda$$

Donde **X** es la variable que va a ser transformada y λ es el parámetro de transformación. Para $\lambda = 0$, se toma el logaritmo natural de la variable **X**.

- Nivel de Tensión 2

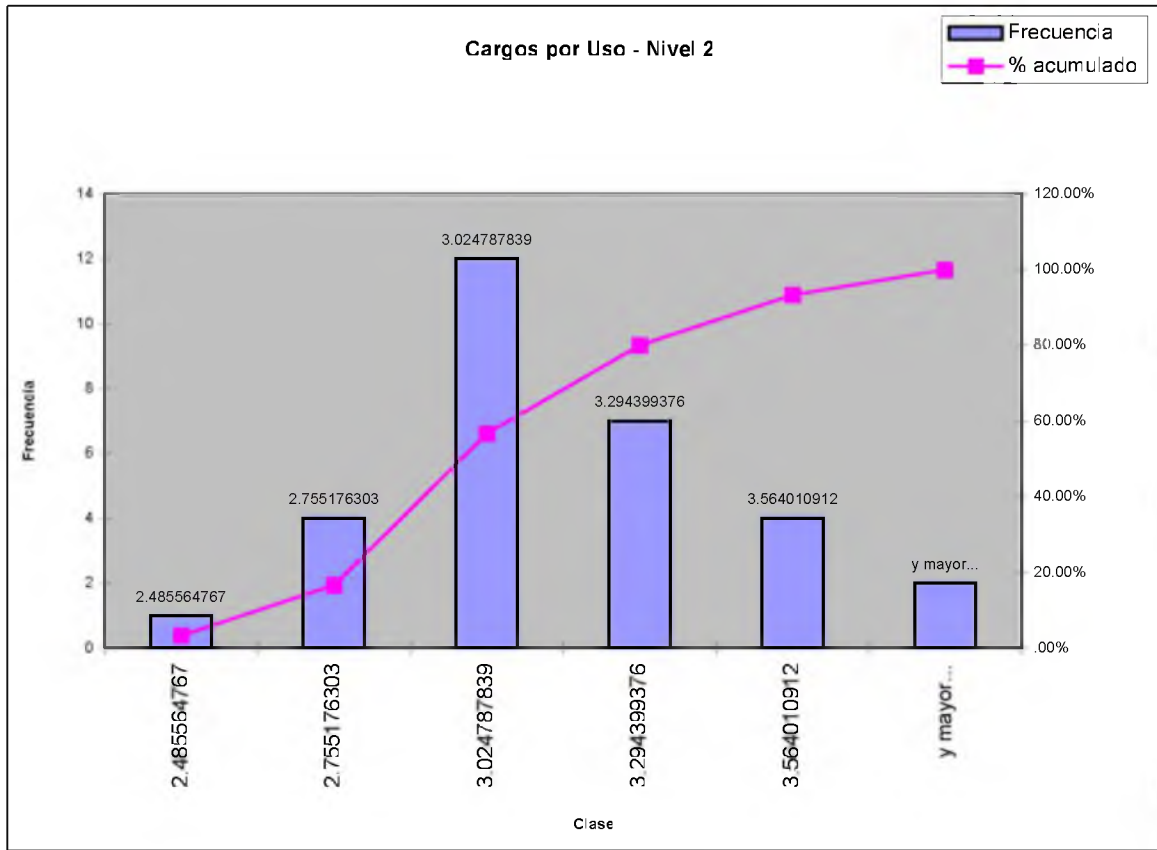
Para la normalización de la muestra en este nivel de tensión, se utiliza el método de transformación Box-Cox, utilizando el parámetro de transformación $\lambda = 0$, por lo que se aplica el logaritmo natural de la variable X (cargo por uso estimado para cada empresa), lo cual puede ser observada en el Cuadro 2.1-11.

La figura 2.1-10 muestra el porcentaje acumulado de los datos (cargos normalizados en Nivel de Tensión 2). Se observa que el 70% de los cargos, se encuentra por debajo del nivel de acotamiento dado por la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

Cuadro 2.1-11.
Normalización de la Muestra-Cargos por Uso Nivel 2

Cargo por Uso -Nivel 2

EMPRESA	CARGO	Logcargo $\lambda = 0$
BOLIVAR	12.0079	2.485564767
EPP	13.6252	2.611921019
ATLÁNTICO	13.9267	2.633807861
EMCALI	14.9044	2.701656471
EPM	15.1086	2.715264118
EEB	16.96	2.83085763
ARAUCA	18.2758	2.90557778
CAQUETA	18.2758	2.90557778
CARTAGO	18.2758	2.90557778
CESAR	18.2758	2.90557778
CHOCO	18.2758	2.90557778
CUNDINAMARC	18.2758	2.90557778
GUAJIRA	18.2758	2.90557778
MAGDALENA	18.2758	2.90557778
META	18.2758	2.90557778
QUINDÍO	18.2758	2.90557778
SUCRE	18.2758	2.90557778
TULÚA	21.4199	3.064320397
HUILA	21.6243	3.073817682
CORDOBA	23.0475	3.137557304
CEDENAR	23.9214	3.174773456
ACOT.	23.9282	3.175057679
MAGANGUE	25.5389	3.24020278
TOLIMA	25.5389	3.24020278
CHEC	25.8006	3.250397748
CENS	29.3294	3.378590426
EPSA	29.6122	3.388186439
EADE	33.9928	3.526148738
ESSA	35.0221	3.555979291
CEDELCA	35.6934	3.574965798
EBSA	46.2297	3.833622449



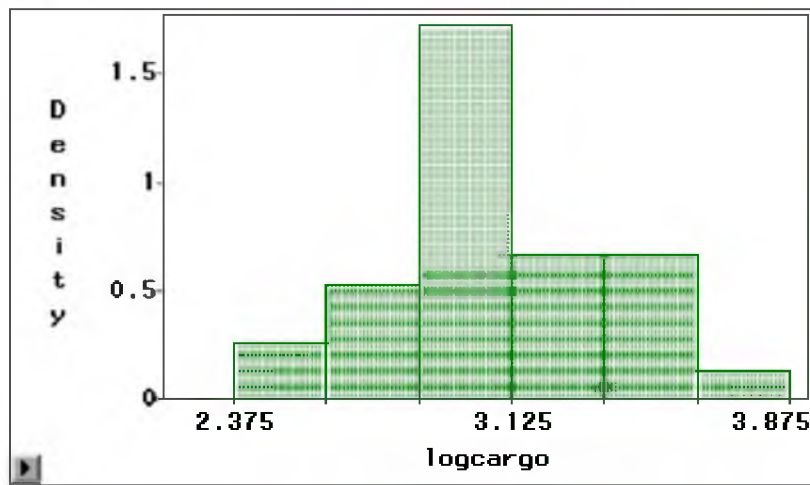
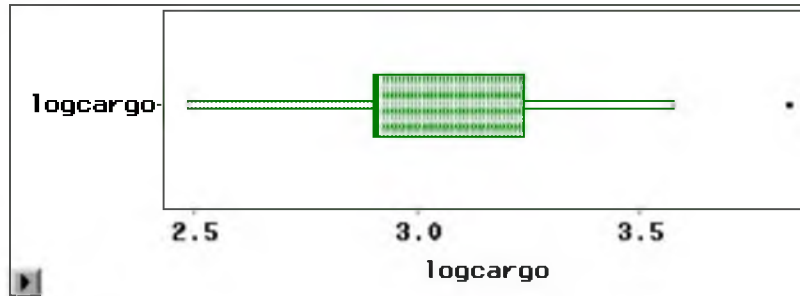
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% acumulado</i>
2.48556477	1	3.33%
2.7551763	4	16.67%
3.02478784	12	56.67%
3.29439938	7	80.00%
3.56401091	4	93.33%
y mayor...	2	100.00%

Figura 2.1-10 Porcentaje Acumulado de la Muestra Cargos Nivel 2

Tomando los valores del Cuadro 2.1-11 con la normalización de los cargos, mediante la transformación Box-Cox , con $\lambda = 0$, el resultado de Prueba de Normalidad, utilizando el software estadístico –SAS-, es el siguiente:

nivel = 2

logcargos



Moments			
N	30.0000	Sum Wgts	30.0000
Mean	3.0460	Sum	91.3792
Std Dev	0.3176	Variance	0.1009
Skewness	0.6203	Kurtosis	0.0408
USS	281.2639	CSS	2.9253
CV	10.4271	Std Mean	0.0580

Quantiles			
100% Max	3.8336	99.0%	3.8336
75% Q3	3.2402	97.5%	3.8336
50% Med	2.9056	95.0%	3.5750
25% Q1	2.9056	90.0%	3.5411
0% Min	2.4856	10.0%	2.6677
Range	1.3481	5.0%	2.6119
Q3-Q1	0.3346	2.5%	2.4856
Mode	2.9056	1.0%	2.4856

Figura 2.1-11 Análisis de Distribución Normal Cargos Normalizados Nivel 2

Cuadro 2.1-12
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Normalizados Nivel 2 –SAS–

The UNIVARIATE Procedure

Variable: logcargos
 nivel = 2

Moments

N	30	Sum Weights	30
Mean	3.04597309	Sum Observations	91.3791927
Std Deviation	0.31760571	Variance	0.10087338
Skewness	0.62027316	Kurtosis	0.04075666
Uncorrected SS	281.26389	Corrected SS	2.92532813
Coeff Variation	10.4270686	Std Error Mean	0.0579866

Basic Statistical Measures

Location		Variability	
Mean	3.045973	Std Deviation	0.31761
Median	2.905578	Variance	0.10087
Mode	2.905578	Range	1.34806
		Interquartile Range	0.33462

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	----p Value-----
Student's t	t 52.52891	Pr > t <.0001
Sign	M 15	Pr >= M <.0001
Signed Rank	S 232.5	Pr >= S <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic---	----p Value-----
Shapiro-Wilk	W 0.939418	Pr < W 0.0877
Kolmogorov-Smirnov	D 0.237438	Pr > D <0.0100
Cramer-von Mises	W-Sq 0.183748	Pr > W-Sq 0.0081
Anderson-Darling	A-Sq 0.902402	Pr > A-Sq 0.0200

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	3.83362
99%	3.83362
95%	3.57497
90%	3.54106
75% Q3	3.24020
50% Median	2.90558
25% Q1	2.90558
10%	2.66773
5%	2.61192
1%	2.48556
0% Min	2.48556

```

Extreme Observations
-----Lowest-----             -----Highest-----
Value EMPRESA      Obs      Value EMPRESA      Obs
2.48556 BOLIVAR    6      3.38819 EPSA        4
2.61192 EPP        8      3.52615 EADE        17
The SAS System      08:34 Friday, January 11, 2002 2
    
```

```

The UNIVARIATE Procedure
Variable: logcarga
nivel = 2
Extreme Observations
-----Lowest-----             -----Highest-----
Value EMPRESA      Obs      Value EMPRESA      Obs
2.63381 ATLANTICO  7      3.55598 ESSA        2
2.70166 EMCALI    5      3.57497 CEDELCA    9
2.71526 EPM
    
```

Como se presenta en la figura 2.1-11, dados los valores del Cuadro 2.1-11, la distribución normal de la muestra indica una media de 3.046, con una desviación estándar de 0.317.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad, dado por el Método de Shapiro-Wilk, se observa que el p_valor resultante fue de 0.0877, mayor al 0.01, aceptándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. Una vez normalizada la muestra, se procede a encontrar el porcentaje de la muestra que se encuentra por debajo del valor de acotamiento según la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

- Nivel de Tensión 3

Para la normalización de la muestra en este nivel de tensión, se utiliza el método de transformación Box-Cox, usando el parámetro de transformación λ , con valores entre -1 y 0.5 realizando la prueba de Normalidad Shapiro -Wilk . Se busca el valor λ más indicado, que cumpla con las mejores condiciones de normalidad. Este resultado se observa en la Figura 2.1-12.

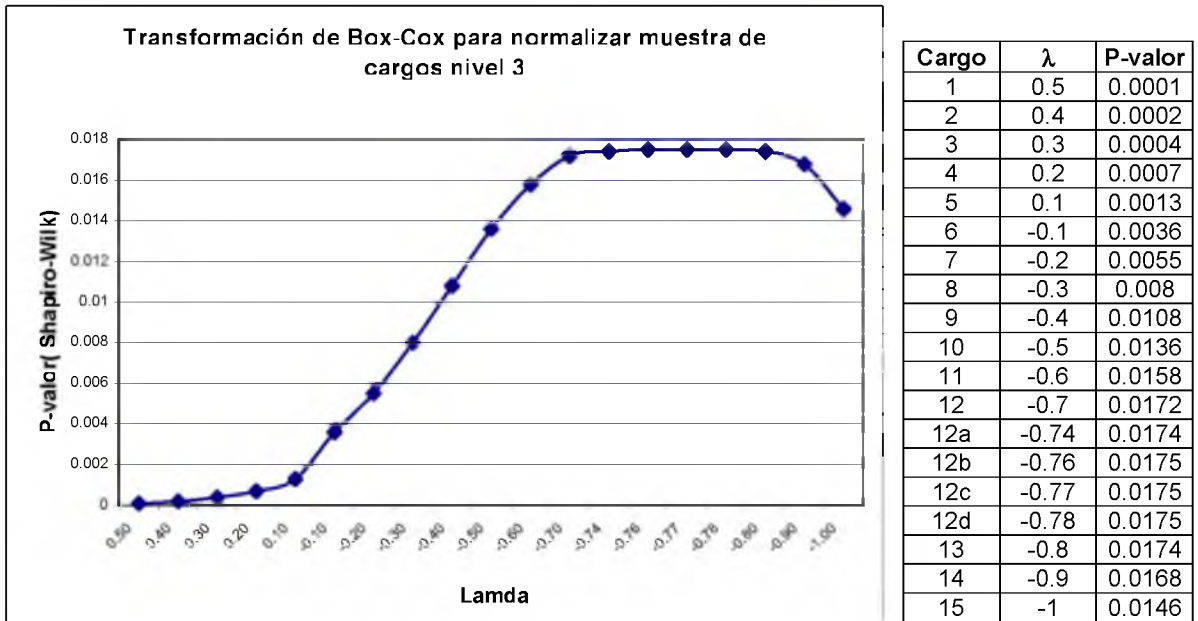


Figura 2.1-12 Transformación Box-Cox . Normalización de Muestra Nivel 3

Como se observa en esta figura, al dar diferentes valores de λ y aplicar la Transformación de Box-Cox a los datos originales (cargos calculados Nivel 3) y aplicar la prueba de normalidad respectiva por el Método de Shapiro-Wilk, se concluye que el factor λ más indicado para utilizar en la transformación de nuestros valores es $\lambda = -0.77$

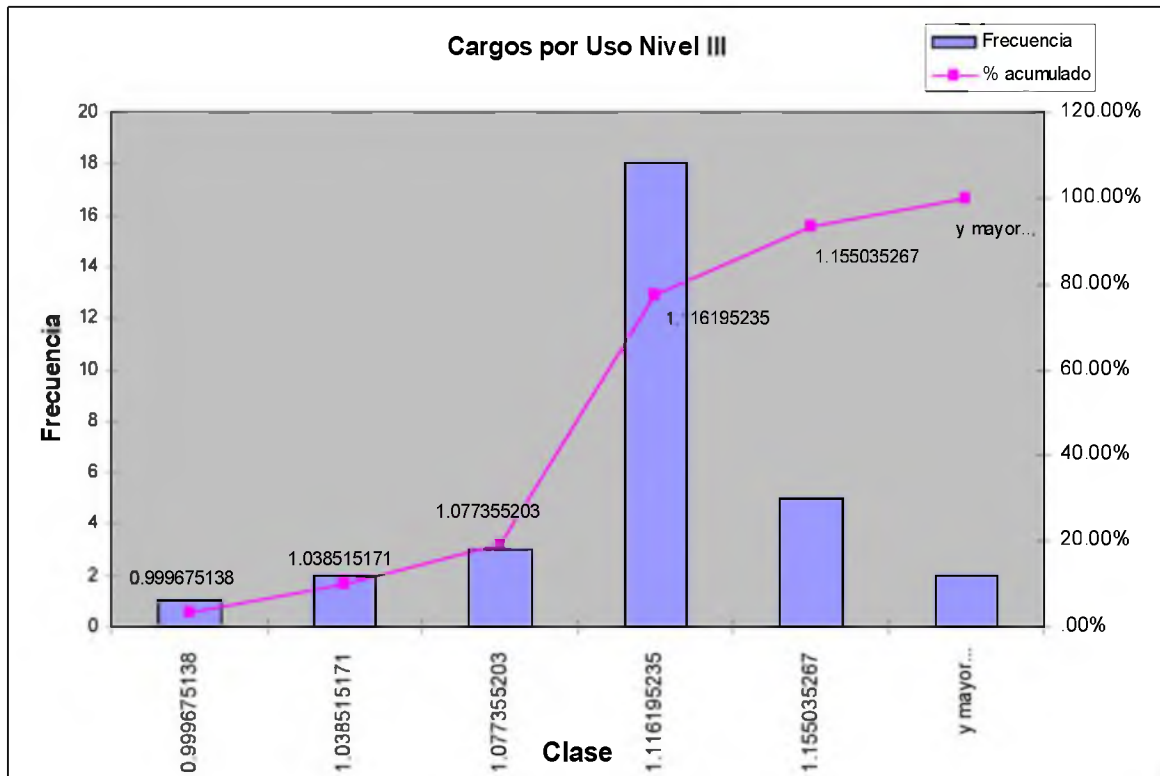
El Cuadro 2.1-13, muestra los datos originales, aplicándole la transformación Box-Cox, con un $\lambda = -0.77$

Cuadro 2.1-13
Normalización de la Muestra – Cargos por Uso Nivel de Tensión 3

Cargo por Uso Nivel 3 - Normalizada *Box-Cox

EMPRESA	CARGO	Cargo 12c ($\lambda = -.77$)
EPM	6.7346	0.999675138
MAGDALENA	7.5	1.023460948
EMCALI (Par	7.8709	1.033503148
ATLANTICO	8.1882	1.041452015
EPP	8.9951	1.059411239
META	9.8428	1.075442848
CUNDINAMARC	10.0426	1.07887091
SUCRE	10.3461	1.083853337
CHEC	10.438	1.08531135
GUAJIRA	10.5116	1.086462744
CAQUETA	10.9087	1.092436999
TOLIMA	11.3404	1.098509894
ARAUCA	11.4853	1.100457473
CARTAGO	11.4853	1.100457473
CESAR	11.4853	1.100457473
CHOCO	11.4853	1.100457473
MAGANGUE	11.4853	1.100457473
QUINDIO	11.4853	1.100457473
BOLIVAR	11.6082	1.102075583
TULUA	12.2967	1.110608543
EPSA	12.321	1.11089425
EMCALI	12.4523	1.112420924
HUILA	12.5003	1.112971949
CENS	12.6096	1.114212813
CEDENAR	12.9576	1.118039905
CORDOBA	13.0138	1.118640946
ESSA	13.0328	1.118843107
EADE	13.4003	1.1226533
EEB	13.81	1.126688745
CEDELCA	21.682	1.177163104

La figura 2.1-13 indica el porcentaje acumulado de la muestra de cargos normalizados en nivel de Tensión 3, donde se observa que el 93% de los cargos calculados por la CREG se encuentra por debajo del nivel de acotamiento dado por la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.



Clase	Frecuencia	% acumulado
0.99967514	1	3.23%
1.03851517	2	9.68%
1.0773552	3	19.35%
1.11619523	18	77.42%
1.15503527	5	93.55%
y mayor...	2	100.00%

Figura 2.1-13 Porcentaje Acumulado de la Muestra – Cargos Nivel de Tensión 3

Una vez tomados los valores del cuadro 2.1-13, con la normalización de los cargos mediante la transformación Box-Cox , con $\lambda = -0.77$, e ingresarlo en el paquete estadístico SAS, el resultado de la Prueba de Normalidad, es la siguiente:

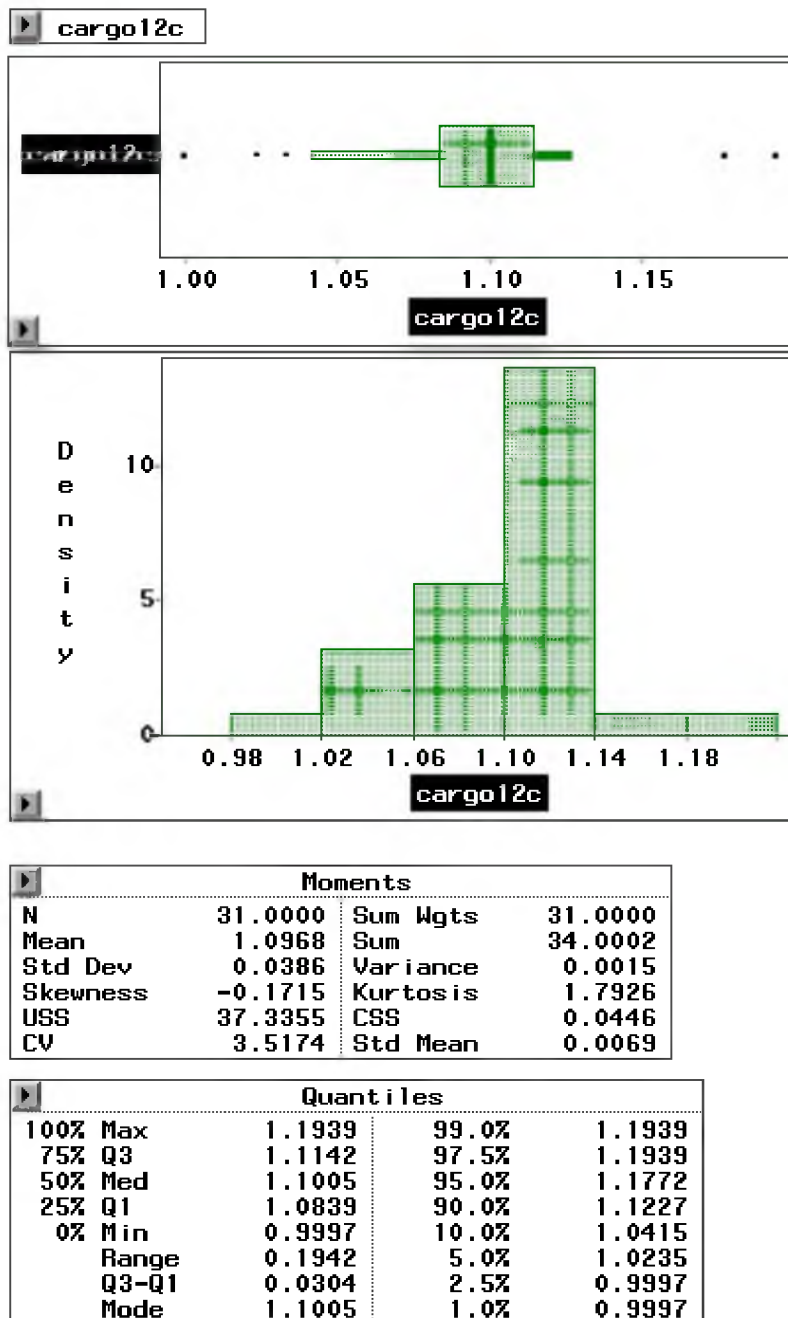


Figura 2.1-14 Análisis de Distribución Normal – Cargos Normalizados Nivel 3

Cuadro 2.1-14
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Normalizados Nivel 3 –SAS-

The UNIVARIATE Procedure
 Variable: cargo12c

Moments			
N	31	Sum Weights	31
Mean	1.09678142	Sum Observations	34.0002239
Std Deviation	0.03857869	Variance	0.00148832
Skewness	-0.1714531	Kurtosis	1.79260982
Uncorrected SS	37.3354631	Corrected SS	0.04464946
Coeff Variation	3.51744562	Std Error Mean	0.00692894

Basic Statistical Measures

Location		Variability	
Mean	1.096781	Std Deviation	0.03858
Median	1.100457	Variance	0.00149
Mode	1.100457	Range	0.19420
		Interquartile Range	0.03036

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	----p Value-----
Student's t	t 158.29	Pr > t <.0001
Sign	M 15.5	Pr >= M <.0001
Signed Rank	S 248	Pr >= S <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic---	----p Value-----
Shapiro-Wilk	W 0.915049	Pr < W 0.0172
Kolmogorov-Smirnov	D 0.16303	Pr > D 0.0350
Cramer-von Mises	W-Sq 0.228982	Pr > W-Sq <0.0050
Anderson-Darling	A-Sq 1.24427	Pr > A-Sq <0.0050

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	1.193875
99%	1.193875
95%	1.177163
90%	1.122653
75% Q3	1.114213
50% Median	1.100457
25% Q1	1.083853
10%	1.041452
5%	1.023461
1%	0.999675
0% Min	0.999675

Extreme Observations

-----Lowest-----		-----Highest-----	
Value	EMPRESA	Obs	Value
0.999675	EPM	15	1.11884
1.023461	MAGDALENA	26	1.12265
1.033503	EMCALI (Par	6	1.12669
			EEB
			ESSA
			EADE
			EES

The UNIVARIATE Procedure
 Variable: cargo12c

Extreme Observations

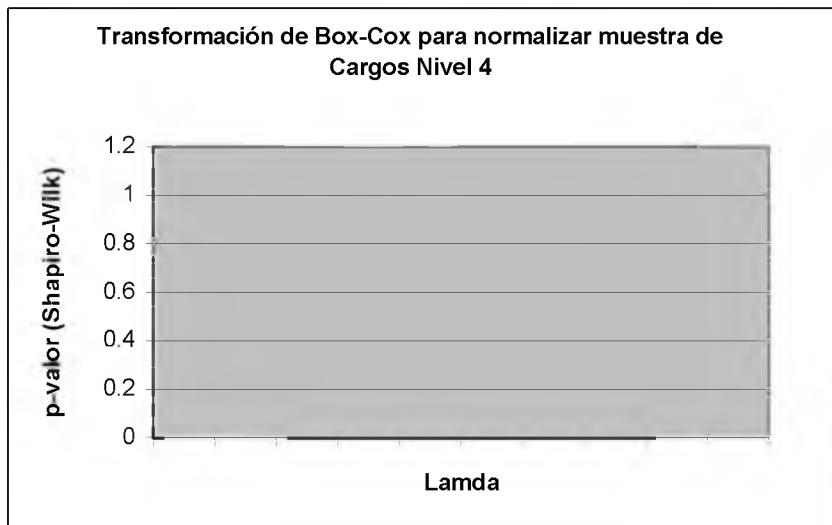
-----Lowest-----		-----Highest-----	
Value	EMPRESA	Obs	Value
1.041452	ATLANTICO	8	1.17716
1.059411	EPP	9	1.19388
			EBSA
			CEDELCA

Como se presenta en la Figura 2.1-14, con los valores del Cuadro 2.1-14, la distribución normal de la muestra indica una media de 1.096, con una desviación estándar de 0.038.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad, dado por el Método de Shapiro-Wilk. se observa que el p_valor resultante fue de 0.0175 , mayor al 0.01, aceptándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. Una vez normalizada la muestra, se procede a encontrar el porcentaje de la muestra que se encuentra por debajo del valor de acotamiento según la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

Nivel de Tensión 4

Para la normalización de la muestra en este nivel de tensión, se utilizará el método de transformación Box-Cox, usando el parámetro de transformación λ , con valores ubicados entre -1.6 y -0.7 realizando la prueba de Normalidad Shapiro –Wilk . Se buscará el valor λ más indicado, que cumpla con las mejores condiciones de normalidad. Este resultado se observa en la figura siguiente:



λ	P-valor
-1.6	0.0495
-1.5	0.054
-1.4	0.0578
-1.3	0.0605
-1.2	0.0619
-1.1	0.0617
-1	0.06
-0.9	0.0567
-0.8	0.0522
-0.7	0.0467

Figura 2.1-15 Transformación Box-Cox . Normalización de Muestra Nivel 4

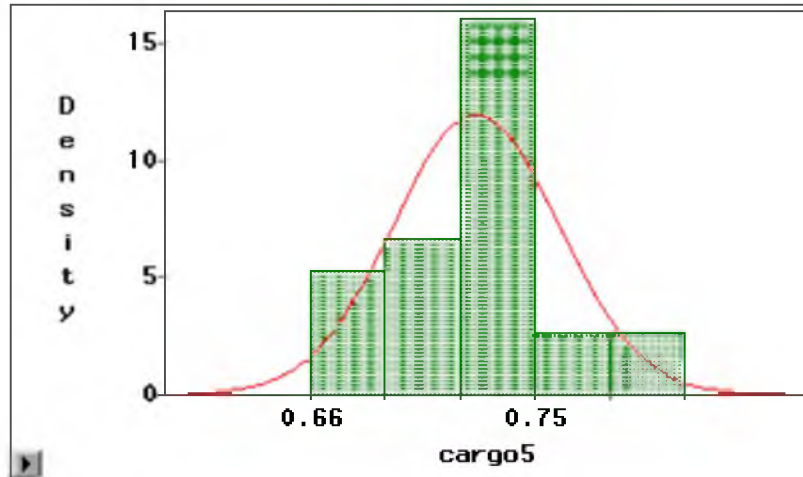
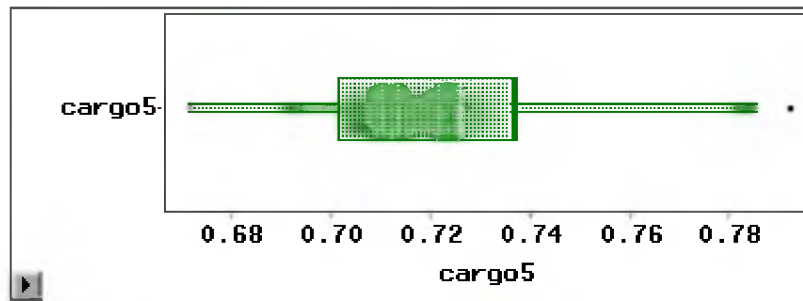
Como se observa en esta figura, al dar diferentes valores de λ y aplicar la Transformación de Box-Cox a los datos originales (cargos calculados Nivel 4) y aplicar la prueba de normalidad respectiva por el Método de Shapiro-Wilk, se concluye que el factor λ más indicado para utilizar en la transformación de nuestros valores es $\lambda = -1.2$.

El Cuadro siguiente, muestra los datos originales, aplicándole la transformación Box-Cox, con un $\lambda = -1.2$.

Cuadro 2.1-15
Normalización de la Muestra – Cargos por Uso Nivel de Tensión 4

EMPRESA	Cargo	Cargo ($\lambda = -1.2$)
EBSA	10.7927	0.78535307
ESSA	6.1592	0.73927667
CENS	6.5424	0.7458482
EPSA	4.1922	0.68409226
BOLIVAR	4.0128	0.67605035
ATLANTICO	3.9992	0.67540829
CEDELCA	12.2806	0.79224153
CHEC	5.8816	0.73392468
EEB	4.65	0.70154553
CORDOBA	4.5678	0.69869453
HUILA	4.9635	0.71146998
EPM	3.9196	0.67155191
CEDENAR	9.1373	0.77474147
EADE	8.4973	0.76940673
ARAUCA	4.6594	0.70186452
CAQUETA	6.0288	0.73683014
CESAR	6.0288	0.73683014
CHOCO	6.0288	0.73683014
CUNDINAMARC	6.0288	0.73683014
GUAJIRA	6.0288	0.73683014
MAGDALENA	4.4478	0.69432384
MAGANGUE	6.0288	0.73683014
META	6.0288	0.73683014
SUCRE	6.0288	0.73683014
TOLIMA	6.0288	0.73683014

Una vez tomados los valores de este cuadro, con la normalización de los cargos mediante la transformación Box-Cox, con $\lambda = -1.2$, e ingresarlo en el paquete estadístico SAS, el resultado de la Prueba de Normalidad, es la siguiente:



Moments			
N	25.0000	Sum Mjts	25.0000
Mean	0.7275	Sum	18.1873
Std Dev	0.0334	Variance	0.0011
Skewness	0.0327	Kurtosis	-0.4955
USS	13.2578	CSS	0.0267
CV	4.5865	Std Mean	0.0067

Quantiles			
100% Max	0.7922	99.0%	0.7922
75% Q3	0.7368	97.5%	0.7922
50% Med	0.7368	95.0%	0.7854
25% Q1	0.7015	90.0%	0.7747
0% Min	0.6716	10.0%	0.6761
Range	0.1207	5.0%	0.6754
Q3-Q1	0.0353	2.5%	0.6716
Mode	0.7368	1.0%	0.6716

Figura 2.1-16 Análisis de Distribución Normal – Cargos Normalizados Nivel 4

Cuadro 2.1-16
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Normalizados Nivel 4 –SAS

Tests for Normality		
Test Statistic	Value	p-value
Shapiro-Wilk	0.923591	0.0619
Kolmogorov-Smirnov	0.216454	<.0100
Cramer-von Mises	0.194425	0.0056
Anderson-Darling	0.928514	0.0170

Como se presenta en la figura 2.1-16, con los valores del cuadro 2.1-16, la distribución normal de la muestra indica una media de 0.7275, con una desviación estándar de 0.0334.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad, dado por el Método de Shapiro-Wilk. se observa que el p_valor resultante fue de 0.0619 , mayor al 0.01, aceptándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. Una vez normalizada la muestra, se procede a determinar el porcentaje de la muestra que se encuentra por debajo del valor de acotamiento según la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

2.1.2.3 Porcentaje de la muestra

- Distribución Normal

Uno de los más importantes ejemplos de una distribución de probabilidad continua es la distribución normal, curva normal o distribución gaussiana, definida por la ecuación:

$$Y = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}(x-\mu)^2/\sigma^2} \quad (1)$$

Donde μ = media, σ = desviación típica, ϕ = 3.1415... y e = 2.71828... El área total limitada por la curva (1) y el eje X es 1 : por tanto, el área bajo la curva entre $X = a$ y $X = b$, con $a < b$, representa la probabilidad de que X esté entre a y b. Esta probabilidad se denota por $\Pr \{ a < X < b \}$.

Cuando se expresa la variable X en unidades estándar [$Z = (X - \mu) / \sigma$], la ecuación (1) es remplazada por la llamada forma canónica :

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}z^2} \quad (2)$$

En tal caso, se dice que Z está normalmente distribuida con media 0 y varianza 1. La siguiente Figura es un gráfico de ésta forma canónica.

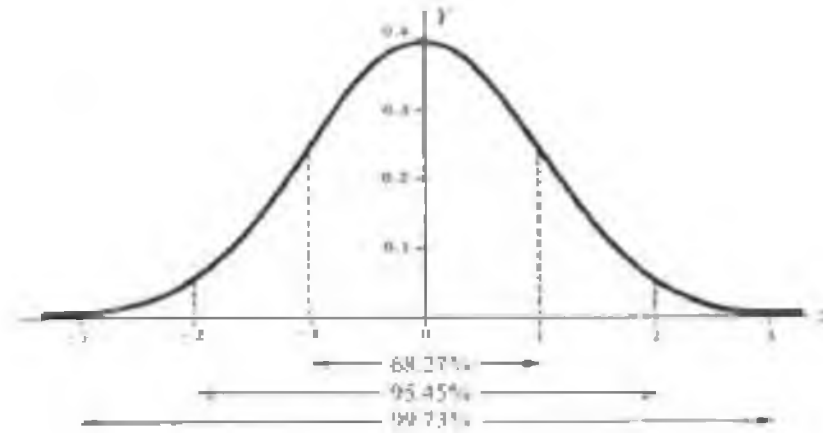


Figura 2.1-17 Gráfico con Distribución normal – Forma Canónica.

El cuadro siguiente, muestra las áreas bajo la curva acotadas por las ordenadas $Z = 0$, y cualquier valor positivo de z .

Cuadro 2.1-17 Áreas Bajo la Curva Distribución Normal Estándar acotada con z = 0

TABLE A.1 Cumulative Standard Normal Distribution*

$$\Phi(z) = \int_{-\infty}^z \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-u^2/2} du$$

z	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	z
0.0	0.50000	0.50399	0.50798	0.51197	0.51595	0.0
0.1	0.53983	0.54379	0.54776	0.55172	0.55567	0.1
0.2	0.57926	0.58317	0.58706	0.59095	0.59483	0.2
0.3	0.61791	0.62172	0.62551	0.62930	0.63307	0.3
0.4	0.65542	0.65910	0.66276	0.66640	0.67003	0.4
0.5	0.69146	0.69497	0.69847	0.70194	0.70540	0.5
0.6	0.72575	0.72917	0.73257	0.73595	0.73931	0.6
0.7	0.75803	0.76135	0.76464	0.76790	0.77115	0.7
0.8	0.78814	0.79133	0.79450	0.79765	0.80078	0.8
0.9	0.81594	0.81903	0.82211	0.82517	0.82821	0.9
1.0	0.84134	0.84433	0.84730	0.85024	0.85315	1.0
1.1	0.86433	0.86729	0.87023	0.87314	0.87603	1.1
1.2	0.88493	0.88786	0.89077	0.89365	0.89651	1.2
1.3	0.90320	0.90607	0.90891	0.91172	0.91451	1.3
1.4	0.91924	0.92207	0.92487	0.92764	0.93039	1.4
1.5	0.93319	0.93594	0.93867	0.94137	0.94404	1.5
1.6	0.94670	0.94937	0.95202	0.95465	0.95725	1.6
1.7	0.95982	0.96240	0.96496	0.96750	0.96999	1.7
1.8	0.97156	0.97411	0.97664	0.97915	0.98164	1.8
1.9	0.97704	0.97952	0.98199	0.98443	0.98685	1.9
2.0	0.97725	0.97778	0.97831	0.97882	0.97932	2.0
2.1	0.98214	0.98257	0.98300	0.98341	0.98382	2.1
2.2	0.98610	0.98645	0.98679	0.98713	0.98745	2.2
2.3	0.98928	0.98956	0.98983	0.99010	0.99036	2.3
2.4	0.99180	0.99202	0.99224	0.99245	0.99266	2.4
2.5	0.99379	0.99396	0.99413	0.99430	0.99446	2.5
2.6	0.99534	0.99547	0.99560	0.99573	0.99585	2.6
2.7	0.99653	0.99664	0.99674	0.99683	0.99693	2.7
2.8	0.99744	0.99752	0.99760	0.99767	0.99774	2.8
2.9	0.99813	0.99819	0.99825	0.99831	0.99836	2.9
3.0	0.99865	0.99869	0.99874	0.99878	0.99882	3.0
3.1	0.99903	0.99906	0.99910	0.99913	0.99916	3.1
3.2	0.99931	0.99934	0.99936	0.99938	0.99940	3.2
3.3	0.99952	0.99953	0.99955	0.99957	0.99958	3.3
3.4	0.99966	0.99968	0.99969	0.99970	0.99971	3.4
3.5	0.99977	0.99978	0.99978	0.99979	0.99980	3.5
3.6	0.99984	0.99985	0.99985	0.99986	0.99986	3.6
3.7	0.99989	0.99990	0.99990	0.99990	0.99991	3.7
3.8	0.99993	0.99993	0.99993	0.99994	0.99994	3.8
3.9	0.99995	0.99995	0.99995	0.99995	0.99995	3.9

* From Hines and Montgomery (1980).

Una vez los cargos transformados para los Niveles de Tensión 2, 3 y 4 sigan una distribución normal, el siguiente paso es estandarizar los datos con media 0 y varianza 1, la cual da las n_ desviaciones estándar desde la media de la muestra hasta el valor de acotamiento en cada Nivel de Tensión (usando como referencia el criterio heurístico adoptado en la metodología dada en la resolución CREG 099 de 1997), cuyo valor al ser aplicado en el cuadro 2.1-17 indica el porcentaje (%) de la muestra hasta el valor de acotamiento.

Nivel de Tensión 2

El siguiente cuadro muestra el análisis anterior aplicado a los en cargos en el Nivel de Tensión 2.

Cuadro 2.1-18.
Normalización Distribuida de la Muestra con media = 0 y varianza 1 Cargos por Uso Nivel 2

Cargo por Uso -Nivel 2

EMPRESA	CARGO	Logcargos $\lambda = 0$	Estandarizada
BOLIVAR	12.0079	2.485564767	-1.764478143
EPP	13.6252	2.611921019	-1.366638146
ATLÁNTICO	13.9267	2.633807861	-1.297726155
EMCALI	14.9044	2.701656471	-1.084100866
EPM	15.1086	2.715264118	-1.0412564
EEB	16.96	2.83085763	-0.677303516
ARAUCA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CAQUETA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CARTAGO	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CESAR	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CHOCO	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CUNDINAMARC	18.2758	2.90557778	-0.442042787
GUAJIRA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
MAGDALENA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
META	18.2758	2.90557778	-0.442042787
QUINDÍO	18.2758	2.90557778	-0.442042787
SUCRE	18.2758	2.90557778	-0.442042787
TULÚA	21.4199	3.064320397	0.057767556
HUILA	21.6243	3.073817682	0.087670312
CORDOBA	23.0475	3.137557304	0.28835821
CEDENAR	23.9214	3.174773456	0.405535425
ACOT.	23.9282	3.175057679	0.406430318
MAGANGUE	25.5389	3.24020278	0.611543451
TOLIMA	25.5389	3.24020278	0.611543451
CHEC	25.8006	3.250397748	0.643642898
CENS	29.3294	3.378590426	1.047264988
EPSA	29.6122	3.388186439	1.077478591
EADE	33.9928	3.526148738	1.511860898
ESSA	35.0221	3.555979291	1.605784126
CEDELCA	35.6934	3.574965798	1.665564246
EBSA	46.2297	3.833622449	2.479959727

Como se observa en el anterior Cuadro, la cota calculada para el Nivel de Tensión 2, presenta un valor de 0.406430318 desviaciones estándar por encima de la media muestral, que al ser aplicada a los datos obtenidos en el cuadro 2.1-20 da un valor de probabilidad de 0.657786734, el cual indica que hasta el valor de acotamiento se encuentra el 65 % de la muestra utilizada para el Nivel de Tensión 2.

- Nivel de Tensión 3

El siguiente cuadro muestra los cargos normalizados en Nivel de Tensión 3, aplicando el concepto de muestra normalmente distribuida con media 0 y varianza 1.

Cuadro 2.1- 19
Normalización Distribuida de la Muestra con media = 0 y varianza 1
Cargos por Uso Nivel 3

Cargo por Uso Nivel 3			
EMPRESA	CARGO	Cargo 12c ($\lambda = -.77$)	Estandarizada
EPM	6.7346	0.999675138	-2.517096285
MAGDALENA	7.5	1.023460948	-1.900543209
EMCALI (Par	7.8709	1.033503148	-1.640238882
ATLANTICO	8.1882	1.041452015	-1.434195945
EPP	8.9951	1.059411239	-0.968674066
META	9.8428	1.075442848	-0.553117984
CUNDINAMARC	10.0426	1.07887091	-0.464259036
SUCRE	10.3461	1.083853337	-0.335109313
CHEC	10.438	1.08531135	-0.297316101
GUAJIRA	10.5116	1.086462744	-0.267470746
CAQUETA	10.9087	1.092436999	-0.112611809
TOLIMA	11.3404	1.098509894	0.044803969
ARAUCA	11.4853	1.100457473	0.095287257
CARTAGO	11.4853	1.100457473	0.095287257
CESAR	11.4853	1.100457473	0.095287257
CHOCO	11.4853	1.100457473	0.095287257
MAGANGUE	11.4853	1.100457473	0.095287257
QUINDIO	11.4853	1.100457473	0.095287257
BOLIVAR	11.6082	1.102075583	0.137230374
TULUA	12.2967	1.110608543	0.358413605
EPSA	12.321	1.11089425	0.365819443
EMCALI	12.4523	1.112420924	0.405392435
HUILA	12.5003	1.112971949	0.419675559
CENS	12.6096	1.114212813	0.451840065
CEDENAR	12.9576	1.118039905	0.551042288
CORDOBA	13.0138	1.118640946	0.566621904
ESSA	13.0328	1.118843107	0.571862132
EADE	13.4003	1.1226533	0.670626304
EEB	13.81	1.126688745	0.775229281
CEDELCA	21.682	1.177163104	2.083577446
EBSA	26.2744	1.193875299	2.516775034

Como se observa en este cuadro, la cota calculada para el nivel de Tensión 3, presenta un valor de 0.775229281 desviaciones estándar por encima de la media, que al ser aplicadas en el cuadro 2.1-20, dan un valor de 0.780897975, el cual indica que hasta el valor de acotamiento, se encuentra el 78 % de la muestra utilizada para el Nivel de Tensión 3.

- Nivel de Tensión 4

El siguiente cuadro muestra los cargos normalizados en Nivel de Tensión 4, aplicando el concepto de muestra normalmente distribuida con media 0 y varianza 1.

Cuadro 2.1- 20
Normalización Distribuida de la Muestra con media = 0 y varianza 1
Cargos por Uso Nivel 4

EMPRESA	Cargo	Cargo_($\lambda = -1.2$)	Estandarizada
EPM	3.9196	0.671551909	-1.675092551
ATLÁNTICO	3.9992	0.67540829	-1.559632045
BOLIVAR	4.0128	0.676050351	-1.540408662
EPSA	4.1922	0.684092261	-1.29963291
MAGDALENA	4.4478	0.694323842	-0.993298135
CORDOBA	4.5678	0.698694525	-0.862439359
EEB	4.65	0.701545533	-0.777079862
ARAUCA	4.6594	0.701864515	-0.767529491
HUILA	4.9635	0.711469981	-0.479940701
CHEC	5.8816	0.733924684	0.19235582
CAQUETA	6.0288	0.736830136	0.279345395
CESAR	6.0288	0.736830136	0.279345395
CHOCO	6.0288	0.736830136	0.279345395
CUNDINAMARC	6.0288	0.736830136	0.279345395
GUAJIRA	6.0288	0.736830136	0.279345395
MAGANGUE	6.0288	0.736830136	0.279345395
META	6.0288	0.736830136	0.279345395
SUCRE	6.0288	0.736830136	0.279345395
TOLIMA	6.0288	0.736830136	0.279345395
ACOT.	6.1407	0.738936528	0.342411016
ESSA	6.1592	0.739276666	0.352594793
CENS	6.5424	0.745848203	0.549347401
EADE	8.4973	0.769406733	1.25469259
CEDENAR	9.1373	0.774741472	1.414415335
EBSA	10.7927	0.78535307	1.732127844
CEDELCA	12.2806	0.792241525	1.938369021

Como se observa en este cuadro, la cota calculada para el Nivel de Tensión 4, presenta un valor de 0.342411016 desviaciones estándar por encima de la media, que al ser aplicadas en el cuadro 2.1-20, dan un valor de 0.633979, el cual indica que hasta el valor de acotamiento, se encuentra el 63.39 % de la muestra utilizada para el Nivel de Tensión 4.

Observando los resultados de la aplicación de la metodología, basada en estadística, a los datos del período tarifario 1998-2002 se observó que los valores acotados mínimos obtenidos ocurrieron para los niveles de tensión 2 y 4 con valores cercanos al 14% por encima de la media. Como criterio de eficiencia para el nuevo período tarifario se decidió utilizar la mitad de este valor basados en la mejoras de eficiencia que debieron esperarse durante los cinco años transcurridos y considerando que en el largo plazo la cota eficiente debería estar ubicada en la media, máxime cuando las características que diferencian los costos índices de inversión de una empresa a otra se están desagregando cada vez de mejor manera, por ejemplo inversión urbana y rural en el Nivel de Tensión 2, para el nuevo período tarifario.

La metodología pretende continuar observando criterios como los fijados por el regulador en 1997 cuando se estimaron los cargos actualmente vigentes para los sistemas de transmisión regional y de distribución local, considerando esta vez, un análisis estadístico de apoyo.

2.2. ANÁLISIS DE GASTOS EFICIENTES DE AOM EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.2.1 Introducción

La necesidad de revisar la remuneración de gastos de AOM para las actividades de transporte de energía en SDL y STR se fundamentó en las observaciones de la Comisión, y las señaladas por la industria en el proceso de análisis y discusión, previo a la definición de la nueva metodología de remuneración. Dichas observaciones se relacionan con los siguientes aspectos: i) la indefinición sobre cuáles actividades, procesos o prácticas, de las que realiza el Operador de Red en su servicio, corresponden a conceptos de mantenimiento y cuáles a reposición de activos; y ii) la manifestación de los agentes, de que los valores reconocidos actualmente en la regulación por concepto de AOM distan mucho de los que las empresas enfrentan realmente.

Considerando lo anterior, la Comisión adelantó un estudio para la verificación de que la remuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento –AOM- de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SLD) en el

período 2003 – 2007³, corresponde a un porcentaje adecuado del valor de los activos para lo cual propuso utilizar la metodología de Análisis Envoltante de Datos –DEA– en la Resolución CREG-073 de 2002, de consulta con la industria.

Con posterioridad a la expedición de dicha Resolución, la Comisión contó con nueva información, comentarios de la industria y efectuó nuevos análisis sobre la aplicación de la metodología propuesta.

A continuación se resume la propuesta adoptada por la Comisión para la estimación y reconocimiento de gastos de AOM en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local de energía eléctrica (SDL), la cual es el resultado de análisis complementarios desarrollados con la información recopilada por la CREG y la adicional recibida por la Comisión con posterioridad a la expedición de la Resolución CREG-073 de 2002.

2.2.2 Descripción General de la Metodología de Análisis Envoltante de Datos

La información y procedimientos utilizados para la aplicación de la metodología de Análisis Envoltante de Datos son los siguientes:

- Selección de la Muestra de Empresas

Los datos usados para el análisis de eficiencia están basados en información reportada por las siguientes 28 empresas distribuidoras de energía eléctrica. Vale la pena aclarar que dicha información fue depurada por la CREG a partir de la información contable y la desagregación de esta:

Cuadro 2.2-1. Reporte de Información para Análisis de Eficiencia

Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.
Centrales Eléctricas Del Cauca S.A. E.S.P
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.
Compañía De Electricidad De Tulúa S.A. Esp.
Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P
Electrificadora De La Costa Atlántica S.A. E.S.P.
Electrificadora De Santander S.A.
Electrificadora Del Caquetá S.A. Esp.
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.
Electrificadora Del Hulla S.A. E.S.P.

³ Consultoría Colombiana S.A. Informe Final “Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1”, Radicado CREG No. 6215 de Julio de 2002.

Electrificadora Del Meta S.A. Esp.
Electrificadora Del Tolima S.A. Esp
Empresa Antioqueña De Energía S.A. E.S.P.
Empresa De Energía De Arauca E.S.P
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Pacifico S.A. E.S.P
Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P.
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.
Empresas Municipales De Cali Eice
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.
Empresas Municipales De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.

No se incluyó información de empresas de otros países, en razón a la dificultad de recolectar y homologar dicha información en forma desagregada para las actividades de distribución y comercialización como se requiere de manera específica en el esquema de remuneración adoptado en Colombia, sobre todo en lo referente a información financiera, de mercado y de infraestructura.

- **Selección de Variables y Fuentes de Información**

Las variables y fuentes de información empleadas son las siguientes:

- *Variables de consumo de energía eléctrica y número de usuarios:* La fuente fue la información reportada por las empresas a través de la aplicación: “Instructivo para la recolección de información de Energía Eléctrica”, el cual es desplegado permanentemente en la página de Internet de la Comisión.
- *Variables de longitud de red:* Información de kilómetros de Red Primaria por Operador de Red reportada por las empresas mediante el aplicativo de indicadores de calidad. La información reportada corresponde a los niveles de tensión 2, 3 y 4.
- *Variables de Capital:* Se determinaron con base en la información reportada según las Circulares CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, valoradas, con el costo unitario de reposición aceptado por la Comisión en la resolución del régimen general de cargos. Para el caso del nivel de tensión 1, se valoraron los activos de distribución con base en las redes y costos típicos obtenidos del estudio de Consultoría Colombiana.
- *Variables de calidad del servicio:* Información reportada a la CREG por las empresas a través de la aplicación “Indicadores de Calidad”, para el año 2001.

- *Variables Financieras:* Los gastos de AOM utilizados, fueron establecidos con base en la información solicitada mediante circular CREG 039 de 2002, en la cual las empresas reportaron sus estados financieros anuales hasta el nivel de auxiliares, para cada actividad en forma separada, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 18 de la ley 142 de 1994. A partir de los Estados Financieros reportados para los años 2000 y 2001, se procedió a seleccionar las cuentas asociadas con los gastos que corresponden a las actividades de AOM., para lo cual se realizó un análisis similar al desarrollado por Consultoría Colombiana S.A. en el estudio antes mencionado.

Variables de Escala:

- Longitud de red por nivel de tensión (km)
- Capacidad (MVA)
- Número de transformadores de potencia
- Consumo total (GWh)
- Número de usuarios.

Variables de Capital:

- Total gastos AOM en distribución para los años 2000 y 2001 (Millones de pesos a diciembre de cada año).
- Costo de reposición de los activos correspondientes a los Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local.

Variables de calidad del servicio:

- Información de calidad del servicio prestado.

Variables de cobertura, densidad o concentración del mercado:

- Longitud de red por nivel de tensión (km)
- Usuarios por kilómetro de red (usuarios/km)
- Número de municipios atendidos

De las anteriores variables se eliminaron las siguientes:

- Consumos: Luego de observar varias simulaciones, esta variable fue descartada en razón a que su inclusión castiga injustificadamente aquellos mercados que tienen menor consumo por usuario frente a aquellos que tienen alta intensidad energética.
- Número de municipios atendidos: Se considera que esta variable no ofrece una buena aproximación a la inclusión de cobertura, debido a que se compara la cantidad de municipios y no su concentración de usuarios. Se incurre en una imprecisión al comparar un municipio disperso con uno

concentrado, grande o pequeño. En ese caso el modelo observaría los dos municipios como dos unidades iguales cuando dichos municipios pueden ser significativamente distintos.

- Correlación entre Variables

Las verificaciones de correlación, redundancia y pertinencia entre las variables utilizadas en el modelo son condiciones importantes y deseables en las variables a seleccionar. No obstante es importante aclarar que una baja o alta correlación no impide que una variable se incluya o excluya del modelo.

El análisis de correlaciones para las principales variables involucradas en el estudio son:

**Cuadro 2.2-2.
Análisis de Correlación**

	AOM {I}	CAPT {I}	USU {O}	RED {ON}
AOM {I}	1			
CAPT {I}	0.861	1		
USU {O}	0.899	0.982	1	
RED {ON}	0.210	0.221	0.217	1

Como puede observarse, a excepción de red, existe una alta correlación entre las diferentes variables preseleccionadas para el modelo, lo cual es una característica deseable en este proceso.

2.2.3 Análisis de la Información Obtenida.

Con el objeto de verificar la consistencia de la información procesada, con el comportamiento típico de los costos medios en monopolios naturales, se calcularon y analizaron los siguientes indicadores: a) Porcentaje de AOM en relación con la inversión versus longitud de red; b) Gastos de AOM por kilómetro versus longitud de red; y c) Gastos de inversión por usuario versus número de usuarios. Para este análisis en particular, solo se incluyeron 10 empresas que tenían la información completa de activos, actualizada a 31 de octubre de 2002.

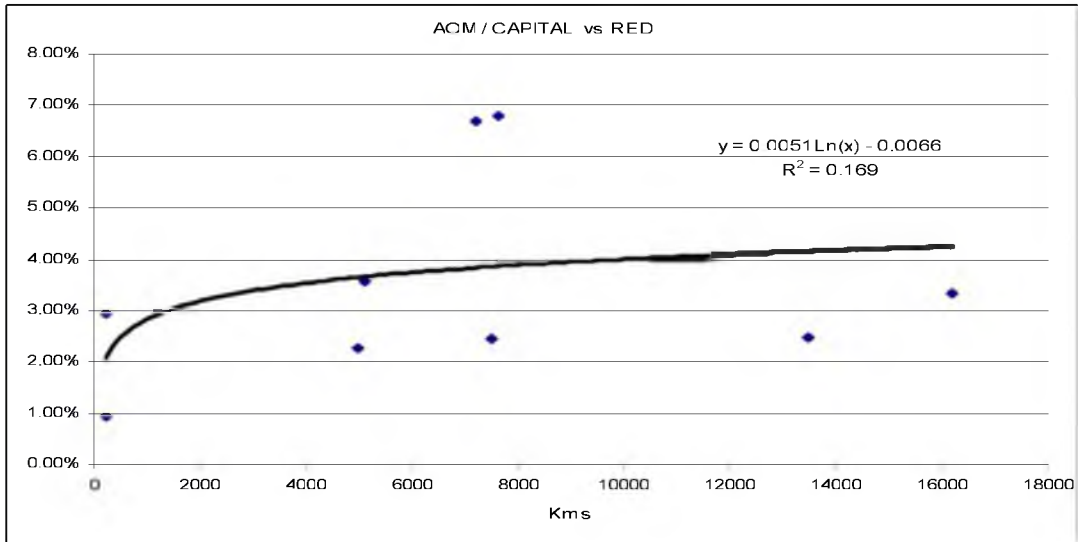


Figura 2.2-1 Porcentaje de AOM en relación con la inversión versus longitud de red

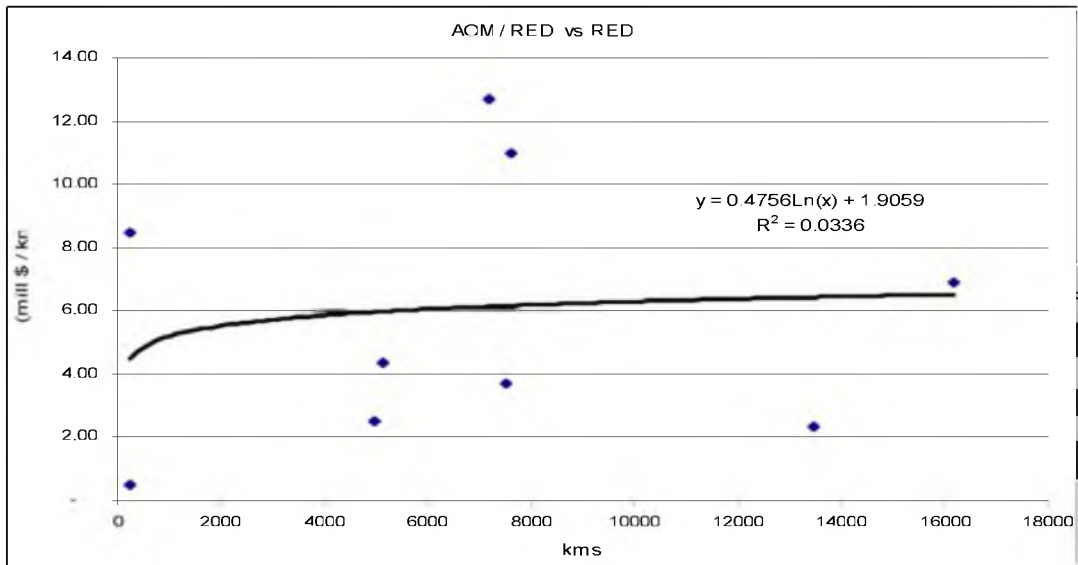


Figura 2.2-2 Gastos de AOM por kilómetro versus longitud de red

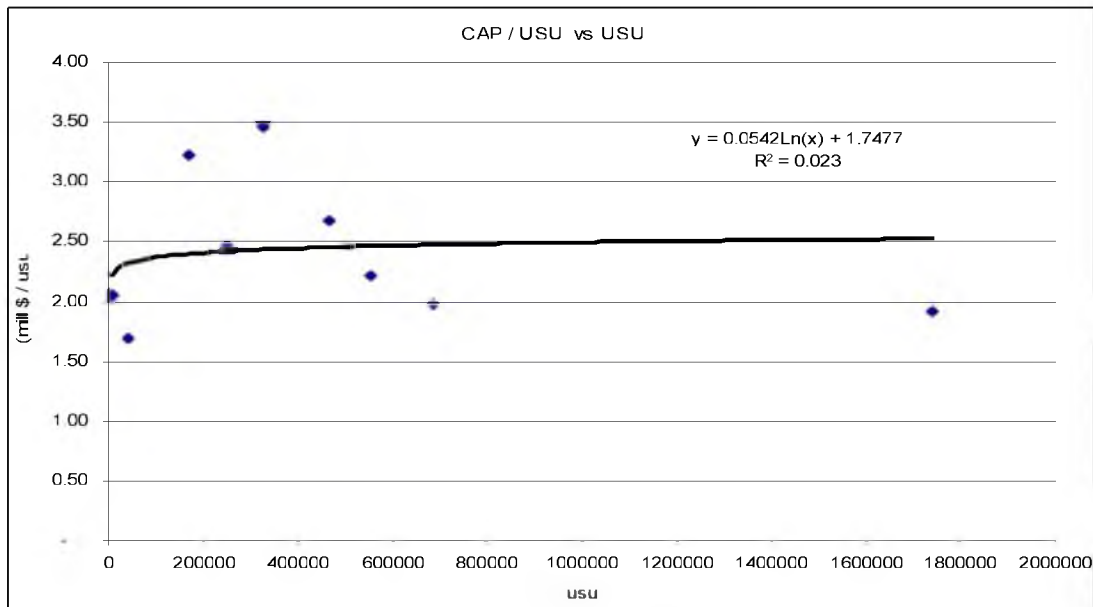


Figura 2.2-3 Gastos de inversión por usuario versus número de usuarios

De los resultados obtenidos se tienen algunas conclusiones:

- No se evidencian, de conformidad con la información procesada, economías de escala en una actividad que tanto la teoría económica como el mundo real muestran que si la tiene. Esta situación por supuesto no es una excepción a lo establecido en la teoría y en la realidad, sino una demostración de claros problemas en la información disponible para este análisis. Como se verá más adelante, la utilización de modelos DEA con retornos variables a escala, que son los indicados para el análisis de este tipo de actividades productivas, arroja resultados con poca consistencia.
- El porcentaje de AOM en relación con el capital invertido, se sitúa, en promedio, en valores cercanos al 4%, reconocido actualmente para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

2.2.4 Selección de Variables de Entrada y Salida

La selección de variables se debe enfocar desde la perspectiva conceptual del DEA, es decir, aunque el DEA es una metodología no paramétrica, las variables seleccionadas deben guardar consistencia con la función de producción de la actividad en análisis. Lo anterior implica considerar variables que formen parte de una función de producción sin que sea necesario establecer esta función.

Con base en lo anterior, y considerando las variables disponibles, y la forma como operan las actividades de distribución de energía eléctrica, las siguientes variables se pueden ubicar dentro de las típicas de una función de producción.

Insumos : AOM, capital de inversión en redes.

Productos: Usuarios y Red.

2.2.4.1 Selección del modelo

El modelo seleccionado se corrió con las siguientes características:

- Input orientado.
- Distancia Radial
- Retornos variables a escala
- Se utilizó la metodología AR

Se empleó el Software, Efficiency Measurement System (EMS) desarrollado por Holger Scheel en la Universidad de Dortmund, Alemania.

Este programa fue seleccionado porque, además de calcular los porcentajes de eficiencia, permite observar las comparaciones entre empresas y las variables que más pesan a cada una.

2.2.5 Escenarios Modelados

A continuación se describen los escenarios tenidos en cuenta por la Comisión, en relación con los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento en los STR y/o SDL:

Cuadro 2.2-3
Escenarios Gastos AOM

modelo	Inputs	Outputs	Observaciones
1	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONS {O}{V} DES {O}{V}	Con toda la información disponible
1 (2)	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONS {O}{V} FES {O}{V}	Con toda la información disponible
2	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONSRES {O}{V} CONSNRES {O}{V} DES {O}{V}	Con toda la información disponible
2 (2)	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONSRES {O}{V} CONSNRES {O}{V} FES {O}{V}	Con toda la información disponible
3	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} DES {O}{V} RED {ON}{V}	Con toda la información disponible
3 (2)	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} FES {O}{V} RED {ON}{V}	Con toda la información disponible
4	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	Con toda la información disponible
5	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONS {O}{V}	Con toda la información disponible
6	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	sin las empresas con mala información (2, 9, 13, 19, 25)
6 (2)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	sin las empresas con mala información (2, 9, 13, 19, 25) Tomando Capital no Discrecional
6 (3)	AOMN {I}{V} CAPTN {I}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Modelo 6 tomando las variables normalizadas
6 (4)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Modelo 6 (2) tomando las variables normalizadas
7	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	REDN {ON}{V}	sin las empresas con mala información (2, 9, 13, 19, 25)
7 (2)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	REDN {ON}{V}	modelo 7 sin empresa 24

8	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	RED {ON}{V}	modelo 7 sin normalizar entradas
8 (2)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	RED {ON}{V}	modelo 8 sin empresa 24
8 (3)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	RED {ON}{V}	modelo 8 sin empresa 24 y 27
9	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	Sin empresas 2, 9, 13, 19, 25, 24 y 27
9 (2)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Modelo 9 normalizando variables
9 (3)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Restricciones en las salidas
9 (4)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	Modelo 9 sin normalizar y con restricciones

2.2.5.1 Outliers Identificados

En cada modelo se verificó que las empresas ubicadas en la frontera no presentaran problemas de información o características especiales que no las hicieran comparables con las demás empresas analizadas en la muestra. En tal sentido se retiraron las empresas 2, 9, 13, 19 y 25 que tenían problemas serios con la información reportada y las empresas 24 y 27, ubicadas en la frontera pero no comparables por su tamaño con el resto de las empresas analizadas.

2.2.5.2 Verificación de Consistencia

Con el objeto de verificar la validez de los resultados, se emplearon los siguientes procedimientos alternos para establecer que los resultados obtenidos se repitieran en forma consistente.

- Robustez del modelo

Se corrieron los escenarios descritos anteriormente, cuyos resultados obtenidos no mostraron consistencia en el cálculo de las eficiencias. Como puede observarse a continuación, aunque para algunas empresas las calificaciones obtenidas con los diferentes modelos empleados, difieren en algunos puntos porcentuales, la clasificación por empresa en grados de eficiencia no mantiene consistentemente el mismo ordenamiento.

**Cuadro 2.2-4
Grados de Eficiencia (1)**

Empresa	Modelo 1	Modelo 1 (2)	Modelo 2	Modelo 2 (2)	Modelo 3	Modelo 3 (2)	Modelo 4	Modelo 5
1	79.40%	79.40%	79.46%	79.46%	78.82%	78.82%	98.73%	100.00%
2	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
3	40.43%	40.43%	40.49%	40.49%	40.63%	40.63%	65.98%	68.97%
4	47.64%	47.64%	47.64%	47.64%	44.71%	44.71%	57.50%	60.96%
5	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
6	44.34%	44.34%	45.88%	45.88%	38.68%	38.68%	84.32%	98.26%
7	39.57%	39.58%	54.53%	54.53%	40.49%	40.50%	50.22%	55.98%
8	89.08%	89.08%	98.67%	98.67%	83.19%	83.18%	83.18%	93.60%
9	86.19%	86.19%	86.19%	86.19%	100.00%	100.00%	100.00%	98.03%
10	55.75%	55.74%	55.75%	55.74%	68.58%	68.55%	92.03%	91.65%
11	82.05%	82.05%	88.62%	88.62%	86.64%	86.64%	86.66%	85.47%
12	46.91%	46.91%	46.91%	46.91%	46.30%	46.30%	62.05%	65.39%
13	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
14	88.64%	88.64%	88.64%	88.64%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
15	85.33%	85.33%	85.33%	85.33%	100.00%	100.00%	100.00%	98.52%
16	19.27%	19.27%	19.27%	19.27%	24.81%	24.79%	41.75%	42.65%
17	91.46%	91.46%	91.46%	91.46%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
18	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	47.62%	47.62%	55.83%	100.00%
19	60.17%	60.17%	63.32%	63.32%	42.31%	42.31%	75.23%	94.72%
20	26.96%	26.96%	26.97%	26.97%	28.75%	28.75%	38.37%	41.39%
21	52.57%	52.57%	52.82%	52.82%	48.82%	48.82%	62.74%	68.32%
22	45.57%	45.57%	45.57%	45.57%	50.52%	50.52%	59.96%	62.42%
23	45.25%	45.25%	49.54%	49.54%	51.01%	51.02%	97.83%	100.00%
24	66.31%	66.28%	66.31%	66.28%	82.12%	81.83%	100.00%	100.00%
25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
26	47.39%	47.39%	48.20%	48.20%	35.89%	35.89%	38.32%	49.50%
27	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
28	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	96.27%	96.27%	96.32%	100.00%

Empresa	Modelo 6	Modelo 6 (2)	Modelo 6 (3)	Modelo 6 (4)	Modelo 7	Modelo 7 (2)
1	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	13.56%	13.99%
2						
3	70.62%	62.43%	71.64%	71.24%	12.27%	12.90%
4	63.32%	51.87%	63.23%	60.11%	6.55%	6.91%
5	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	3.46%	3.52%
6	87.35%	83.28%	90.56%	90.41%	4.40%	8.61%
7	60.99%	43.28%	60.93%	44.07%	9.79%	12.64%
8	89.39%	41.40%	88.72%	41.21%	2.55%	2.64%
9						
10	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	18.86%	21.78%
11	91.23%	47.12%	90.72%	46.91%	2.04%	2.12%
12	74.88%	60.23%	74.88%	62.59%	9.50%	10.08%
13						

14	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	2.58%	2.89%
15	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	13.54%	13.77%
16	42.45%	27.24%	42.96%	42.19%	13.22%	15.26%
17	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
18	88.45%	76.04%	88.45%	75.96%	4.57%	5.16%
19						
20	40.70%	6.13%	40.38%	28.15%	24.20%	32.47%
21	63.71%	52.26%	64.53%	63.96%	7.60%	7.87%
22	70.94%	42.29%	70.63%	44.82%	21.82%	35.30%
23	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	11.56%	12.89%
24	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
25						
26	86.06%	37.19%	85.72%	36.68%	2.41%	4.29%
27	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
28	96.64%	91.11%	96.33%	90.57%	1.31%	1.43%

**Cuadro 2.2-5
Grados de Eficiencia (2)**

Empresa	Modelo 8	Modelo 8 (2)	Modelo 8 (3)	Modelo 9	Modelo 9 (2)	Modelo 9 (3)	Modelo 9 (4)
1	12.22%	12.07%	9.67%	100.00%	100.00%	17.20%	58.63%
2							
3	11.80%	11.57%	8.04%	62.43%	71.24%	16.37%	46.86%
4	16.99%	16.86%	14.88%	51.87%	60.11%	9.21%	36.64%
5	22.00%	21.97%	21.65%	100.00%	100.00%	5.25%	100.00%
6	22.37%	20.87%	2.47%	98.35%	100.00%	25.31%	68.70%
7	1.11%	2.12%	17.90%	54.80%	55.27%	23.49%	77.04%
8	6.89%	6.86%	6.36%	41.40%	41.21%	3.59%	31.84%
9							
10	10.58%	11.63%	27.82%	100.00%	100.00%	33.57%	100.00%
11	9.36%	9.33%	8.87%	47.12%	46.91%	3.15%	29.52%
12	6.60%	6.39%	3.22%	60.23%	62.59%	13.19%	43.56%
13							
14	3.04%	2.93%	1.22%	100.00%	100.00%	4.86%	71.58%
15	3.60%	3.52%	2.29%	100.00%	100.00%	15.91%	52.74%
16	8.40%	7.67%	3.64%	34.88%	48.81%	23.13%	39.47%
17	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
18	3.68%	3.46%	0.17%	76.04%	75.96%	8.22%	58.85%
19							
20	6.96%	4.90%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
21	20.83%	20.73%	19.21%	52.26%	63.96%	9.93%	36.92%
22	11.69%	16.25%					
23	8.81%	8.33%	0.99%	100.00%	100.00%	19.46%	68.79%
24	100.00%						
25							
26	1.53%	0.86%	9.52%	100.00%	100.00%	11.51%	100.00%
27	100.00%	100.00%					
28	21.30%	21.26%	20.60%	91.11%	90.57%	3.25%	58.17%

2.2.6 Propuesta

Teniendo en cuenta que los modelos considerados para la simulación del DEA no presentaron consistencia en el cálculo de las eficiencias, se sugiere determinar si los porcentajes de AOM real de las empresas con respecto a la inversión de las mismas, son consistentes con los porcentajes de AOM reconocidos regulatoriamente (según la metodología de la resolución 099 de 1997) sobre la inversión reportada por las empresas.

Para determinar si los porcentajes reconocidos de AOM con respecto a la inversión, se asemejan en los periodos establecidos, se tomó la siguiente información:

- Información de costos de reposición y AOM reales de 2001
- AOM reconocido regulatoriamente en la fijación de los cargos por uso vigentes y la información de costos de reposición de activos reportada en el año 1997 a pesos de diciembre de 2001 .

Con la información anterior, se determinó si existía diferencia estadística entre las medias de los costos de AOM en relación con los costos de reposición de un periodo a otro (reales de 2001 versus regulatorio de 1997). Solo se incluyeron las 10 empresas que tenían la información completa de activos actualizada a 31 de octubre de 2002.

La prueba de hipótesis realizada fue:

$H_0: \mu_1 = \mu_2$ (Las medias de los dos periodos son iguales)

Cuadro 2.2-6
Prueba T para Medias de dos Muestras Emparejadas

	<i>Variable 1</i>	<i>Variable 2</i>
Media	3,5498187 %	3,4256281 %
Varianza	0.000353429	4.01697E-06
Observaciones	10	10
Coefficiente de correlación de Pearson	-0.298768208	
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	9	
Estadístico t	0.201474062	
P(T<=t) una cola	0.422403967	
Valor crítico de t (una cola)	1.833113856	
P(T<=t) dos colas	0.844807933	
Valor crítico de t (dos colas)	2.262158887	

Como puede observarse, no hay evidencia estadística para rechazar la hipótesis, por tanto se puede concluir que la diferencia de medias entre los dos periodos tenidos en cuenta, no es significativa.

Con base en lo anterior, se observa que el promedio de los gastos de AOM reportados por las empresas se asemeja a los porcentajes de gastos de AOM vigentes. Por tanto, se decidió mantener dichos porcentajes para el próximo período tarifario. De esta forma se dispuso adoptar como porcentaje de gastos AOM en relación con la inversión a reconocer durante el próximo período tarifario los siguientes:

- Niveles de Tensión 4 y 3: 2 %
- Niveles de Tensión 2: 4 %

El valor a reconocer para Nivel de Tensión 1, se estableció con otra metodología de cálculo. Dicha metodología para la determinación de gastos AOM en el Nivel de Tensión 1 se desarrolla en un aparte diferente de este documento.

2.3. METODOLOGÍA PARA DEFINIR EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas Técnicas son debidas a aspectos relacionados con el diseño, la planeación, la construcción y la operación del sistema eléctrico, siendo generadas en conductores, transformadores y equipo eléctrico. Las pérdidas No Técnicas son por el contrario, resultado en gran medida, de ineficiencias en las prácticas administrativas y comerciales: errores en la medición, robo y fraude.

Las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron que el régimen tarifario estaría orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. Para tal fin, se le dio la competencia a la Comisión de fijar fórmulas tarifarias que cumplieran los criterios señalados. En desarrollo de este mandato, la Comisión de Regulación de Energía introdujo en el esquema tarifario el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía eléctrica. Para el caso de distribución se aprobó la Resolución CREG-099 de 1997 donde se encuentran los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local para el periodo tarifario 1998 - 2002.

Las fórmulas tarifarias, de conformidad con el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, tienen una vigencia ordinaria de cinco años, razón por la cual es necesario evaluar los actuales niveles de pérdidas. Para tal fin, la CREG contrató un estudio que permitiera conocer los niveles eficientes de pérdidas por nivel de tensión. Dicho estudio fue dado a conocer a los interesados y las respuestas a sus comentarios se encuentran en los anexos de este documento. Con base en estos comentarios y en los resultados del

estudio, la CREG elaboró la metodología consignada en la Resolución CREG-082 de 2002, cuyo soporte técnico se desarrolla en este documento.

De igual manera, teniendo en cuenta algunos comentarios de los interesados sobre la Resolución CREG-073/2002 se realizaron los siguientes cambios: i) Se consideraron las pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión, reconociendo que la transformación es secuencial desde el Nivel de Tensión 4 hasta el Nivel de Tensión 1, pero teniendo en cuenta la energía real de entrada en cada nivel de tensión, ii) En cuanto a los ponderados urbano y rural, se modificó la propuesta de la Resolución CREG 073 de 2002 en el sentido de no tener en cuenta la población del DANE, sino la capacidad de transformación suministrada por los Operadores de Red para indicadores de calidad.

2.3.1 Antecedentes

La Resolución CREG-099 de 1997 aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local para el periodo tarifario 1998 - 2002. Las pérdidas totales acumuladas reconocidas por nivel de tensión para los cargos fueron las siguientes:

Nivel de Tensión I: 1998: 15%
 1999: 14%
 2000: 13%
 2001: 12%
 2002: 11%

Nivel de Tensión II: Todo el período: 5%
Nivel de Tensión III: Todo el período: 3%
Nivel de Tensión IV: Todo el período: 1.5%

En dicha metodología aunque se consideraron pérdidas Técnicas y No Técnicas, las mismas no se desagregaron. Este factor reconoce un porcentaje de energía que es transportado por la red y sobre el cual no se percibirían cargos por uso, de no reconocerse un nivel de pérdidas.

2.3.1.1 Evolución de pérdidas

Para analizar la evolución del nivel de pérdidas se utilizaron los datos suministrados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos a través del aplicativo SIVICO y que a su vez son empleados para evaluar la gestión de las empresas, de conformidad con los indicadores de gestión aprobados por la CREG. El indicador del

nivel de pérdidas⁴ desde el punto de vista de balance energético del sistema, se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Índice de Pérdidas (\%)} = \left[\frac{\text{Energía de Entrada} - \text{Energía de Salida}}{\text{Energía de Entrada}} \right] \times 100$$

El costo de las pérdidas, medido de esta forma, tiene efectos diferentes para cada uno de los agentes de la cadena. En el caso del Distribuidor, tener mayores pérdidas que las reconocidas en el índice, implica un menor ingreso que el que obtendría si tuviera las pérdidas ajustadas al índice, o en caso de tener menores pérdidas reales, tendría un mayor ingreso como consecuencia de su eficiencia en el control de las mismas..

En otras palabras, la energía perdida y no reconocida, tiene asociado un costo de oportunidad para los agentes. El costo de oportunidad para el OR, reside en no facturar el cargo de distribución por la energía perdida.

2.3.1.2 Promedio Nacional

Durante el período 1996-2001, el índice de pérdidas promedio ponderado por demanda a nivel nacional, reportado por los comercializadores a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), ha presentado una disminución del orden de 1.6 puntos porcentuales, decir, pasó del 20.8% a 19.2%, para el 2001. Al compararlo con el índice de pérdidas reconocido, haciendo la aproximación de ponderar un índice reconocido por nivel de tensión, el valor reportado estaría 8.9 puntos porcentuales, por encima del valor de eficiencia aceptado en la regulación (ver la siguiente gráfica).

⁴ Desde el punto de vista comercial, el índice de pérdidas se define como la diferencia entre la energía entregada y la energía facturada. Observando las distintas fuentes de datos, es posible que algunas empresas hayan reportado el índice de pérdidas comercial y no el de balance energético, siendo el primero de ellos, mayor que el otro.

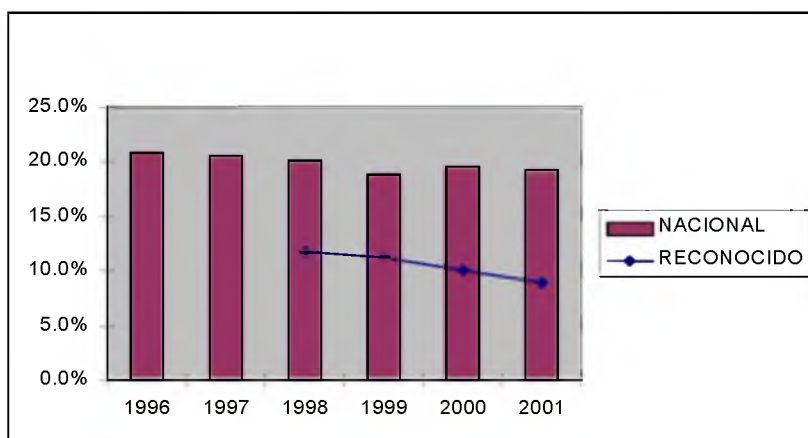


Figura 2.3-1 Índice de Pérdidas 1996-2001

Durante el período analizado, el nivel promedio más bajo reportado para pérdidas se encuentra en 1999, 18.8%, pero nuevamente presenta una tendencia creciente en los dos años siguientes. Este efecto probablemente se deba a la combinación de la gestión efectuada por algunas empresas y a la información reportada por éstas. A continuación se analiza la evolución por empresa, lo que permite observar las compañías que han impactado en mayor medida el comportamiento promedio.

2.3.1.3 Comportamiento por Empresas

En el Anexo No. 1 se encuentra la evolución del índice de pérdidas⁵ por empresa. Algunas mejoraron su gestión como es el caso de CODENSA, que redujo las pérdidas en 12.2 puntos porcentuales en el período 1996 – 2001. El índice para esta empresa, pasó de 22.6% a 10,41%. Así mismo redujeron pérdidas, EPSA en 8.3 puntos porcentuales y EEPPM en 3 puntos porcentuales, como se relaciona a continuación:

**Cuadro 2.3-1
Empresas que disminuyeron Índice de Pérdidas**

EMPRESA	Cambios en Pérdidas 1996 a 2001
CODENSA	22.06% a 10.41%
EPSA	21% a 12.7%
EPM	15.1% a 12.2%
COSTA*	32.7% a 26%
CARIBE*	34.4% a 27.5%

* El periodo comprende de 2000 a 2002

⁵ Incluye comercialización

De los datos citados en el Anexo No. 1, se establece que la empresa que ha presentado mayor deterioro en el comportamiento del índice de pérdidas es la Electrificadora del Meta, ya que entre 1996 y 2001 su índice se incrementó en 15 puntos porcentuales, es decir que pasó de 20.2% a 35.8%. Después del Meta, se encuentran Centrales Eléctricas de Norte de Santander y la Electrificadora del Chocó.

Se detecta que durante el período 1996 –2001, en general las empresas no han disminuido las pérdidas al mismo ritmo exigido por la regulación. De este comportamiento se exceptúan CODENSA, Tulúa y Popayán, las cuales en el año 2001 reportaron pérdidas por debajo de las reconocidas; como se muestra en el Anexo No. 2.

El comportamiento de pérdidas crecientes en las empresas podría explicarse por diversos factores, entre los que se incluirían:

- Carencia de una gestión integrada tendiente a reducir el nivel de pérdidas.
- Deterioro de la situación económica: incremento de subnormales, robos de energía y zonas de orden público.
- Disminución de recursos disponibles, en especial en las empresas estatales, para invertir en planes que permitan disminuir las pérdidas.
- Diferencias de mercado: empresas como Codensa, EPM, Tulúa y Popayán atienden zonas mayoritariamente urbanas, lo que les permite un mayor control de las pérdidas.
- Falta de apoyo de algunas entidades gubernamentales en la gestión de pérdidas que debe realizar la empresa.
- Diferencias culturales que en algunas zonas que limitan los resultados en la reducción de las pérdidas (no pago, no cobro coactivo efectivo, corrupción administrativa, etc).

Con base en la información reportada para el año 2001 se puede hacer una estimación de las pérdidas totales del sistema. De esta manera a partir de una demanda comercial de (42,894 GWh) y una demanda facturada (33,460 GWh), el nivel de pérdidas estimado es de 22% (9,434 GWh), cuya valoración, al costo de la energía promedio (G+T), asciende a \$784,132 millones de pesos.

El costo de las pérdidas de energía asignadas a los usuarios y a las empresas (comercializadores), se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro 2.3-2
Costo de las Pérdidas de Energía

Costo Usuario	
Pérdidas Asignadas	11.40%
Pérdidas GWh	4,888
Costo (millones pesos)	406,337
Costo Empresa	
Pérdidas Asignadas	10.60%
P reales - P reconocida (GWh)	4,545
Costo (millones pesos)	377,795
Pérdidas Totales del sistema	22%
COSTO TOTAL (millones de pesos)	784,132

Los usuarios cubren el 52% de las pérdidas totales, que corresponden a un valor máximo eficiente, (11,40%)⁶, que valoradas a un costo de energía promedio (G+T), se estiman en \$406,337 millones de pesos⁷. Las empresas, en el año 2001, pagaron el diferencial entre las pérdidas reconocidas y las reales (10,60%), correspondiente a un valor de \$377,795 millones de pesos.

2.3.2 Experiencias Internacionales

2.3.2.1 Ecuador

La situación del nivel de pérdidas en Ecuador es similar a la que se presenta actualmente en el país. En el año 2001, las pérdidas Técnicas llegaron a un 9.6% y las No Técnicas a un 13.01%, llegando a un total de 22.61%.

Por otro lado, de conformidad con la Resolución CONELEC No. 009 de 2000, los límites admisibles para la elaboración de los Pliegos Tarifarios al consumidor final, en cuanto a la etapa de Distribución (incluye comercialización), son los siguientes, en correspondencia con la composición de las zonas de servicio predominantes, dentro de las áreas de concesión de las diferentes Empresas de Distribución: Área predominantemente urbana 12%, Área urbana y rural equilibradas 14 %, Área predominantemente rural 16 %.

2.3.2.2 Panamá

El valor de pérdidas en Panamá se estima para el año 2000 en 859.679 MWh, lo cual significa que el 18.46% de la energía comprada no fue contabilizada por las empresas. Esta cifra incluye las pérdidas Técnicas y No Técnicas.

⁶ Este valor resulta de un promedio ponderado de la demanda facturada en el año 2001 y las pérdidas de energía reconocidas por nivel de tensión.

⁷ El valor promedio de G+T para el usuario ascendería a \$ 365,433 millones de pesos y para las empresas a \$ 339,764.

La pérdidas reconocidas por el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá se calcula para cada sistema de distribución y depende de la estructura de cada uno. No existen tope máximos de reconocimiento.

2.3.2.3 Paraguay

Durante la última década, el nivel de pérdidas de energía eléctrica se ha incrementado de 15.39% al 22.05%.

2.3.2.4 Argentina

De conformidad con el Decreto 1398 del 11 de agosto de 1992, Artículo 40, los costos propios de distribución que integran la tarifa de las concesiones están constituidos por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectados por coeficientes que representen las pérdidas Técnicas asociadas con los distintos niveles de tensión. El valor máximo promedio reconocido acumulado en baja tensión es de 12%.

2.3.2.5 Países Desarrollados (USA y UK)

Reconocen solamente un índice de pérdidas Técnicas, el cual asciende a 6% en USA y 7% en UK.

2.3.3 Propuesta del Estudio de Pérdidas Contratado por la CREG

La Comisión de Regulación a través del CERI⁸ contrató un estudio que permitió establecer el nivel de pérdidas óptimo a reconocer de acuerdo con las características del Sistema Eléctrico Colombiano.

La propuesta para el tratamiento de las pérdidas realizada por el consultor en el sistema de transmisión regional y distribución local en Colombia, para incorporarlas en las fórmulas tarifarias que regirán a partir del 2003, se desarrolló en dos partes: i) Estrategias para la reducción de pérdidas y ii) Propuesta de niveles de pérdidas eficientes y senda de transición que permite pasar de los niveles existentes a los niveles que se proponen alcanzar para el próximo periodo tarifario. A continuación se presenta un resumen de la propuesta.

2.3.3.1 Estrategias propuestas por el consultor para la reducción de pérdidas

Existen dos tipos de estrategias, una de largo plazo relacionada fundamentalmente con la reducción del nivel de pérdidas Técnicas, y otra de corto plazo que está dirigida a atacar las pérdidas No Técnicas.

⁸

Documento realizado por Dr. Arnie Reimer

En el caso de las pérdidas Técnicas, el Consultor propone el rediseño del sistema del Nivel de Tensión 2 a un sistema de 25 kV, el cual encuentra eficiente tanto para las áreas urbanas como para las rurales. El sistema de media tensión típico de Colombia en su mayor parte corresponde a niveles de voltaje entre 11,4 kV y 13,8 kV.

En el modelo desarrollado, el consultor partió de un sistema típico para determinar el nivel óptimo de voltaje entre las siguientes alternativas: 4.16 kV, 13.8 kV, 25 kV y 34,5 kV. Para el análisis consideró el costo de capital y de pérdidas (Técnicas y No Técnicas). En todos los casos el sistema de voltaje de 25 kV presenta un nivel ligeramente menor tanto de pérdidas como de costos de inversión, como se observa en el cuadro siguiente:

Cuadro 2.3 –3
Sensibilidad de pérdidas para diferentes niveles de voltaje a Nivel de Tensión 2

Area	Concepto	4.16 kV	13.8 kV	25 kV	34.5 kV
Urbana	Pérdidas – MWh	4,817	2,245	2,010	2,038
	Pérdidas - %	9.58%	4.47%	4.00%	4.05%
	Costo de pérdidas/ año (millones de \$)	461,8	215,2	192,7	195,3
	Costo de capital/ año (miles de \$)	418,1	387,7	375,7	393,3
Rural	Pérdidas – MWh	18,093	5,231	3,707	3,806
	Pérdidas - %	35,99%	10,40%	7,37%	7,57%
	Costo de pérdidas/ año (millones de \$)	1734,6	501,5	355,4	364,9
	Costo de capital/ año (miles\$)	1073,2	997,2	994,9	1003,6

Lo anterior, según el consultor, indica que para los niveles bajos de voltaje, el conductor calibre del conductor y el nivel de tensión de trabajo, explican el comportamiento de las pérdidas Técnicas en el sistema. Así mismo, las pérdidas No Técnicas tienden a ser también altas en este tipo de sistemas dado que son más susceptibles al robo.

De acuerdo con el consultor, la reconversión del sistema es un procedimiento costoso pero conveniente si se quiere reducir el costo de capital y de pérdidas asociadas. Dicha acción puede incentivarse a través de señales regulatorias para que su conversión sea en el momento en que los activos se hayan depreciado por completo, es decir que el momento oportuno para mejorar el sistema de distribución, es cuando finalice su vida útil, dado que éste será reemplazado en cualquier caso.

Dicha medida, dice el consultor, tiene una ventaja adicional y es que permite la reducción de pérdidas especialmente en aquellas empresas donde los incentivos por

reconocimiento de pérdidas no han sido efectivos (especialmente en las empresas del Estado).

Una segunda recomendación está dirigida a unir los Niveles de Tensión 3 y 4 y por ende reconocer pérdidas en estos niveles agregados. En Colombia la energía fluye no necesariamente de manera lineal desde el Nivel de Tensión 4 al nivel de tensión 1. Por ejemplo, de la transformación de 115 kV (Nivel de Tensión 4) puede pasar a 13,8 kV ó 11,4 kV (Nivel de Tensión 2). La integración de estos niveles, de acuerdo con el consultor, no afectaría los niveles de carga entregados especialmente en el Nivel de Tensión 4 ya que el suministro en éste es del 10% aproximadamente, pero sí aumenta el factor de pérdidas (incremento del cargo) para esos Grandes Usuarios que toman energía en voltajes superiores a 62 kV.

2.3.3.2 Herramientas Regulatorias Propuestas por el Consultor

Las acciones encaminadas a reducir las pérdidas, deben estar acompañadas por las siguientes medidas regulatorias:

- Incentivos: deben estructurarse incentivos de manera tal que la empresa aumente sus ganancias, si ésta alcanza mejores resultados que los que se pronostican. Para ello se debe establecer una meta de nivel de pérdidas.
- Establecer penalidades: si la empresa no alcanza el nivel de pérdidas señalado por la regulación, debe hacerse responsable de esas pérdidas además de recibir bajos retornos a la inversión.
- Asignar responsabilidades entre los agentes para evitar que los costos de una determinada gestión, sean traspasados entre las actividades.
- Modificar el periodo de revisión de las pérdidas, pasar de 5 a 3 años.
- En el caso de las empresas de propiedad del Estado, que no han respondido a los incentivos financieros⁹, implementar nuevos estándares en el sistema de distribución: redefinición del sistema a un nivel de 25 kV. En este sentido, el asesor aclara que esto es costoso y solo es viable cuando el sistema se haya depreciado.
- Las pérdidas que las empresas podrán recuperar del proceso regulatorio deben estar basadas en las existentes, considerando que las pérdidas No Técnicas pueden ser disminuidas en un corto período de tiempo, especialmente aquellas asociadas con prácticas administrativas y de auditoría. De otro lado, recuperar energía producida por fallas técnicas es un proceso que se logra en el largo plazo y que requiere en algunos casos recursos de inversión.

⁹ El objetivo de maximización de ganancias, reflejado en este caso en proveer el servicio al costo más bajo en el largo plazo, muchas veces se contraponen con el objetivo de electrificar zonas o atender nuevas áreas al costo más bajo especialmente en el caso de las empresas públicas. Diseños eléctricos no adecuados pueden minimizar el costo de la construcción pero si generan altas pérdidas en el largo plazo.

- Obligatoriedad de la medida: debe obligarse a las empresas a mejorar los estándares de medida. A su vez, recomienda que sea el distribuidor quien tenga la responsabilidad de la medida, esto le facilita la lectura, la conexión y desconexión del servicio e impide la manipulación de los medidores.

2.3.3.3 Propuesta del Consultor sobre Niveles de Pérdidas Eficientes

Se definen los niveles de pérdidas económicamente eficientes, así como la senda que debe seguirse para pasar de los niveles existentes a los niveles eficientes, de manera que los agentes sean compensados por su gestión a la vez que se responsabilizan de las pérdidas que están por encima del nivel de eficiencia. Esto implica la separación y reconocimiento, tanto de pérdidas Técnicas como No Técnicas, así como la asignación de responsabilidades por tipo de pérdidas entre distribuidores y comercializadores. En este sentido, si la responsabilidad de la línea recae sobre el operador de red, las pérdidas Técnicas en su totalidad son asignadas al Distribuidor dado que éste realiza la planeación, mantiene y opera la red, independientemente de la responsabilidad comercial.

En el caso de las pérdidas No Técnicas, se determinó que la responsabilidad es compartida entre los agentes. Para ello estableció el grado en que los componentes de las PNT (pérdidas No Técnicas) explican su comportamiento como se muestra en el siguiente gráfico:

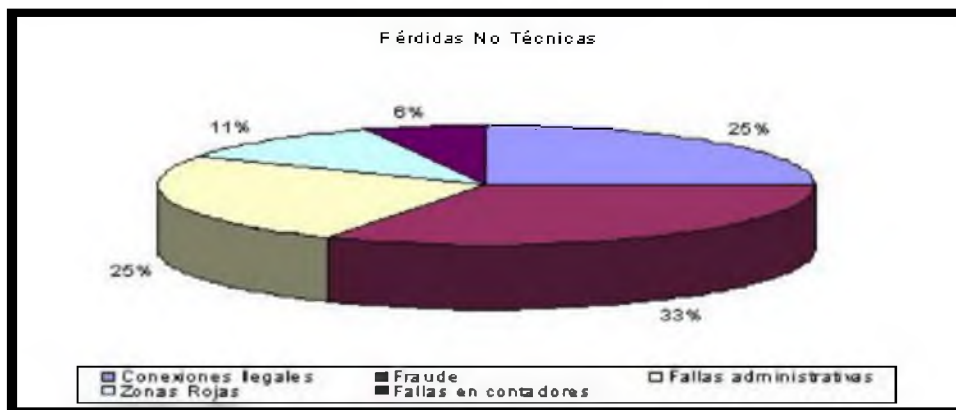


Figura 2.3-2 Distribución Pérdidas No-Técnicas

A continuación se presenta la asignación de responsabilidades por agente, sobre los componentes de las pérdidas No Técnicas:

Cuadro 2.3 –4
Responsabilidades de las Pérdidas de Energía por Agente

Concepto	Distribuidor	Comercializador
Conexiones Ilegales	100%	
Fraude	50%	50%
Zonas Rojas	50%	50%
Fallas en Administración		100%
Fallas en contadores		100%

Al evaluar el comportamiento de las pérdidas por zonas, se evidencian diferencias fundamentales dependiendo de los sistemas eléctricos. Los dos principales factores que influyen las pérdidas en el sistema de distribución son: i) el diseño del sistema (nivel de voltaje, tamaño de los conductores estándares de construcción) y ii) la densidad (urbano vs rural).

La propuesta para efecto de tratamiento de pérdidas considerando estos factores, está dirigida en el primer caso a modificar el diseño de voltaje (sistema de 25 kV) es decir, a remunerar las pérdidas con base en una red óptima y en el segundo, a separar las áreas urbanas y rurales reconociendo tanto pérdidas Técnicas como No Técnicas.

El nivel de pérdidas óptimo, es aquel que las empresas deben recuperar de sus clientes a partir del balance existente, de un lado, entre los menores costos por pérdidas Técnicas y No Técnicas y de otro, del aumento en los costos de capital para su control, el incremento en los costos de auditoría y el costo de mejoramiento de prácticas administrativas.

- **Pérdidas No Técnicas**

El nivel óptimo recomendado por el consultor es del 1%.

- **Pérdidas Técnicas**

Para ello se corrió un modelo que, con valores optimizados de conductores, transformadores, circuitos secundarios, voltaje primario, permitió calcular los costos de distribución del sistema de voltaje 13,8 kV y 25 kV, y separar las zonas urbanas y rurales utilizando la información suministrada por las empresas.

A continuación se presenta el nivel de pérdidas Técnicas óptimo que según el consultor pudiera ser alcanzado en 20 años tanto en un sistema de 13,8 kV como en uno de 25 kV.

Cuadro 2.3- 5
Niveles acumulados de pérdidas Técnicas óptimas de largo plazo, sin incluir el STN,
recomendados por el consultor

Nivel de Tensión	Rural 13,8 kV	Urbano 13,8 kV	Prom 13,8 kV
4	0.80%	0.70%	0.73%
3	2.39%	1.92%	2.08%
2	7.44%	3.45%	4.82%
1	12.80%	6.38%	8.58%
Nivel de Tensión	Rural 25 kV	Urbano 25 kV	Prom 25 kV
4	0.80%	0.70%	0.73%
3	2.39%	1.92%	2.08%
2	4.39%	2.96%	3.45%
1	9.77%	5.92%	7.23%

2.3.3.6 Senda de Recuperación de Pérdidas Recomendadas por el Consultor

Considerando la existencia de rezagos en el nivel de pérdidas, frente a los fijados por regulación, para las diversas distribuidoras, el consultor compara las sendas posibles de reducción de pérdidas entre los sistemas de 13,8 kV y 25 kV. Su recomendación se sustenta en los siguientes objetivos y criterios:

- Fijar niveles de pérdidas Técnicas y No Técnicas por nivel de tensión.
- Implementar metas de ajuste en factores de pérdidas con sendas menos abruptas, es decir, se recomienda disminuir la tasa de reducción para el próximo periodo tarifario.
- Imponer un mayor esfuerzo a las empresas para que recuperen las pérdidas No Técnicas, las cuales pueden corregirse a través de mejores prácticas administrativas.
- Asignar responsabilidades claras entre los agentes de manera tal que los costos no sean transferidos entre ellos.
- Separar las áreas urbanas y rurales.

2.3.3.7 Niveles de Pérdidas Totales Recomendados por el Consultor

Las pérdidas técnicas, promedio nacional, a reconocer por nivel de tensión corresponden aproximadamente a los niveles que se derivan de los factores de pérdidas acumulados fijados en las resoluciones CREG 031/97 y CREG 099/97. Este criterio asegura la continuidad de las señales regulatorias. Para los análisis, el

consultor consideró una proporción urbano – rural promedio nacional, con la cual determinó los niveles de pérdidas en cada una de las clasificaciones que se utilizarán en la propuesta.

En general, los OR y los comercializadores han hecho progresos conjuntos hacia la reducción de pérdidas en los Sistemas Transmisión Regional y Distribución Local. No obstante las metas previstas a alcanzar en el período tarifario no se lograron. En lugar de una dinámica en la reducción de pérdidas, lo que refleja es la existencia de un estancamiento o rezago en la tasa de reducción de pérdidas.

Los sistemas de distribución urbanos normalmente presentan niveles de pérdidas más bajos que los rurales, debido a la alta densidad de carga en dichas zonas, que implica cortas distancias entre los clientes y mayores cargas por unidad de longitud de línea, lo que resulta en bajas pérdidas porcentuales en las líneas y en mayor facilidad de gestión.

A partir de las pérdidas totales actuales acumuladas hasta el Nivel de Tensión 1 (promedio para todo el país), el consultor realizó simulaciones para la predicción de las mismas en el sistema de 13,8 kV y en el sistema de 25 kV, tanto para comercializadores como para distribuidores, para el periodo 2003 – 2007. Los resultados se presentan a continuación:

- **Comercialización**

□ **Sistema con Nivel de Tensión 2 en 13,8 kV**

En cuanto al sistema con nivel de tensión 2 en 13,8 kV, el consultor prevé que las pérdidas totales acumuladas en el Nivel de Tensión 1, pueden pasar de un nivel actual estimado de 17,11% en promedio, para llegar en el 2007 a 14,3%, es decir, un incremento en la meta regulatoria para el año 2003 y una reducción aproximada de 3 puntos porcentuales que se distribuyen de manera proporcional a lo largo del periodo de la siguiente forma: 0.62 puntos porcentuales anuales entre el 2003 y el 2006 y 0.32 puntos porcentuales en el 2007. (ver siguiente gráfica)

En el caso de las pérdidas totales urbanas asignadas al comercializador, se estima que pasen de 16.6% a 12.5% en el mismo período, es decir una reducción de 4 puntos porcentuales que implica una reducción de aproximadamente 1 punto porcentual y 0.27 puntos porcentuales en el último año.

Las pérdidas totales rurales, de acuerdo con el cálculo efectuado, se encuentran en 22,5% y se espera que para el final de periodo puedan llegar a 19,4%. La reducción anual en el nivel de pérdidas sería 0.72 % entre el 2003-2006 y 0.3 % entre 2006 – 2007.

La comparación de la evolución estimada por el consultor para las pérdidas del comercializador se presenta a continuación, teniendo en cuenta una proporción nacional 35% rural 65 % urbana:

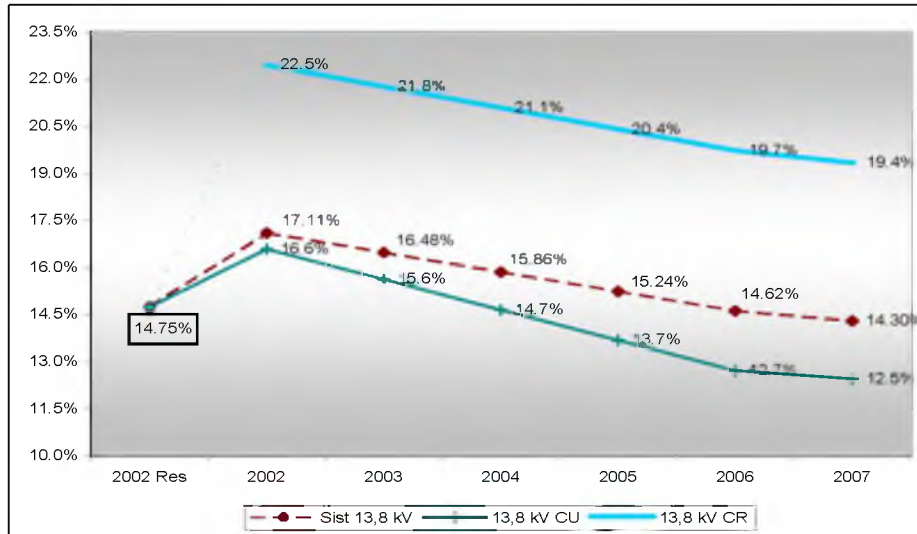


Figura 2.3-3 Evolución Estimada de Pérdidas del Comercializador

Como se puede observar en el siguiente cuadro, el consultor propone que las pérdidas totales acumuladas para los Niveles de Tensión comprendidos entre 2, 3 4 (este último incluyendo las pérdidas del STN), se mantengan constantes a lo largo del período tarifario, las cuales coinciden aproximadamente con los porcentajes actuales fijados por la regulación. Solo el Nivel de Tensión 1 presentaría leves ajustes en las pérdidas reconocidas en los años 2006 y 2007, de 7,52% y 7,20% respectivamente. Estos niveles son:

Cuadro 2.3.- 6
Propuesta Pérdidas Totales Acumuladas

Nivel de Tensión	2003 – 2005 % Pérdidas Nivel	2006 % Pérdidas Nivel	2007 % Pérdidas Nivel
Nivel 4	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 3	1,53%	1,53%	1,53%
Nivel 2	2,04%	2,04%	2,04%
Nivel 1	7,65%	7,52%	7,20%
% Pérdidas Acumulado	14,75%	14,62%	14,30%

Esta propuesta de niveles de pérdidas totales, en la cual se mantienen fijos los porcentajes para los diferentes niveles de tensión en los primeros tres años del periodo tarifario, es el resultado de observar la situación actual. Es así como, considerando que existen empresas distantes de los niveles propuestos por la regulación, se hace necesario permitir que estos distribuidores-comercializadores rezagados logren acercarse a la meta propuesta en estos tres primeros años.

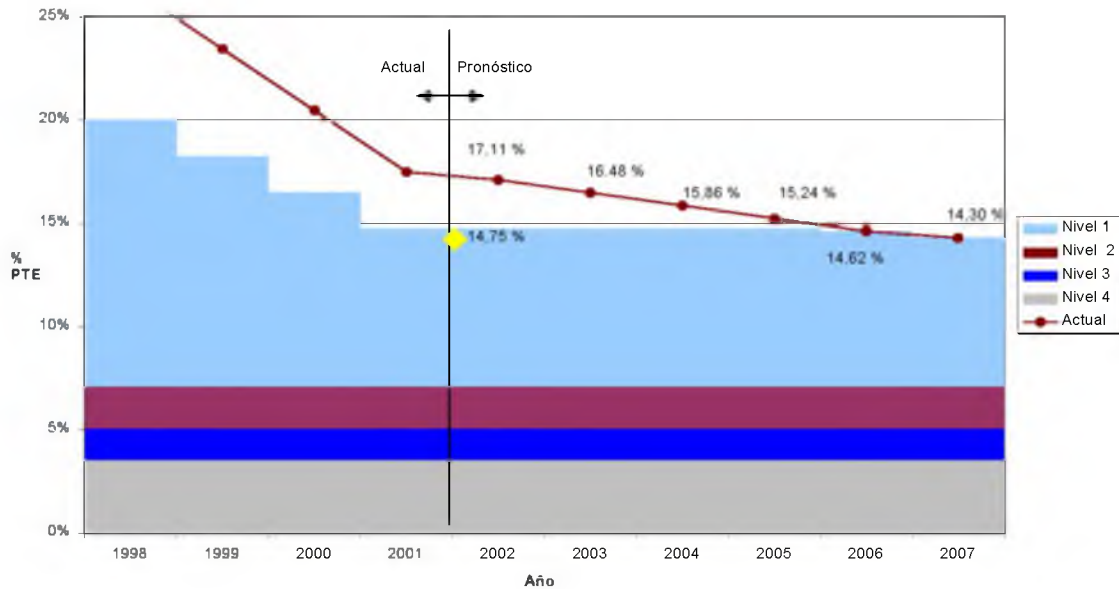


Figura 2.3-4 Senda de Recuperación de Pérdidas – Comercializador – Colombia Sistema de 13.8 kV

□ **Sistema Urbano con Nivel de Tensión 2 en 13,8 kV**

A continuación se presenta la propuesta del consultor sobre el reconocimiento de pérdidas totales para el comercializador que atiende zonas urbanas.

Al igual que en el caso de pérdidas totales asignadas al comercializador, las pérdidas totales reconocidas para los Niveles de Tensión 2 a 4 se mantienen iguales a las que establece la regulación actualmente, mientras que las pérdidas en el Nivel de Tensión 1 se deben ajustar durante el periodo.

Los valores propuestos por nivel de tensión son los siguientes:

**Cuadro 2.3. – 7
Pérdidas de Energía Propuesta por Nivel de Tensión**

Nivel de Tensión	2003 % Pérd Nivel	2004 % Pérd Nivel	2005 % Pérd Nivel	2006 % Pérd Nivel	2007 % Pérd Nivel
Nivel 4	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 3	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%
Nivel 2	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%
Nivel 1	7,65%	7,56%	6,59%	5,62%	5,35%
% Pérdidas Acumulado	14,75%	14,66%	13,69%	12,72%	12,45%

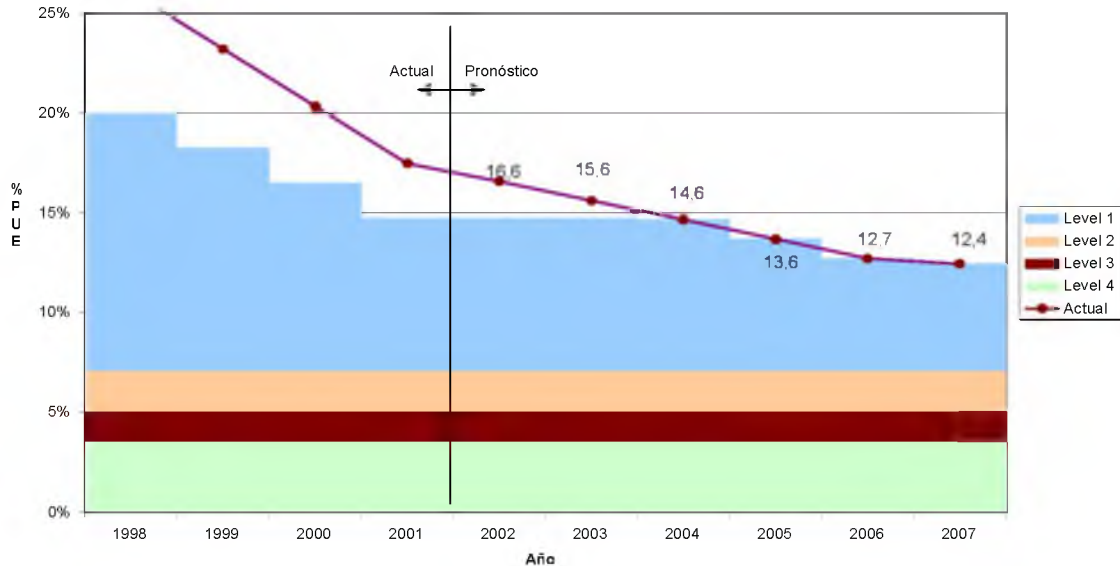


Figura 2.3-5 Reconocimiento y Pronóstico Pérdidas Comercializador Urbano 13.8 kV 2003-2007

□ **Sistema Rural con Nivel de Tensión 2 en 13,8 kV**

La estimación de pérdidas actuales por parte del consultor, arrojó un valor promedio de 22,45%, muy superior a las pérdidas urbanas. La diferencia entre este nivel y el límite fijado por la Comisión, se constituye en el principal elemento de juicio para determinar las pérdidas a reconocer a lo largo del siguiente período regulatorio.

En este caso, donde el nivel de pérdidas proyectado está muy por encima del 14,75%, la recomendación del consultor es no mover el nivel de pérdidas fijado en la resolución 031/97 durante el período 2003 – 2007, tal como se observa a continuación.

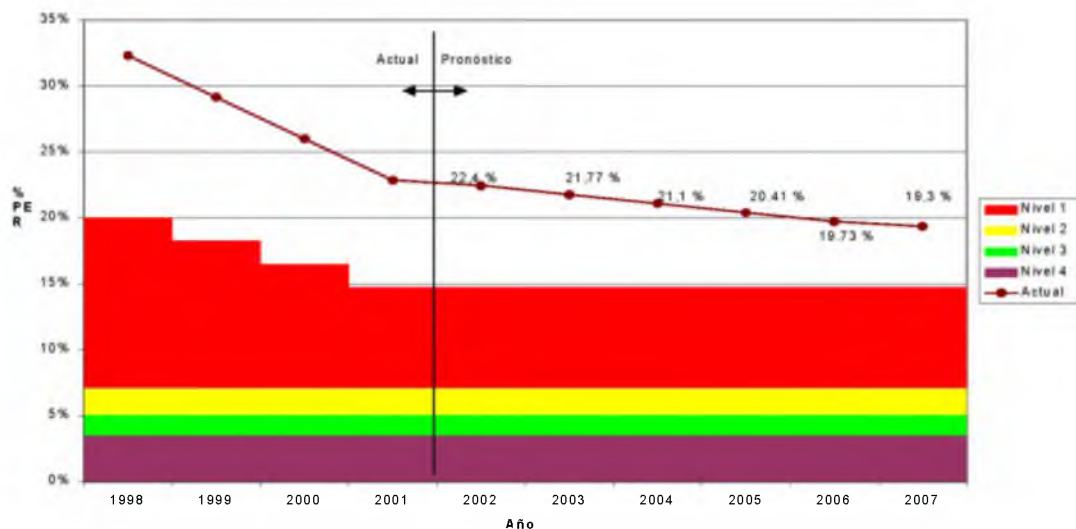


Figura 2.3-6 Recuperación y Pérdidas Actuales Rural 13.8 kV 2003 - 2007

□ **Sistema con Nivel de Tensión 2 en 25 kV**

Los siguientes resultados parten del supuesto de que el sistema de distribución estándar es llevado a 25 kV, donde las pérdidas y los costos se reducen en el largo plazo.

Para el caso de las pérdidas totales a reconocer al comercializador, se propone mantener los factores de pérdidas actuales entre los Niveles de Tensión 2 y 4 y modificar los del Nivel de Tensión 1 en los años 2006 (7.12%) y 2007 (6.71%) dado que se espera que los comercializadores alcancen la meta del 14,75% en el 2005. En este escenario las pérdidas acumuladas se reducen 3.3% pasando de 17.08% a 13.81%.

Al igual que en los casos anteriores, para las zonas urbanas, las pérdidas a reconocer por nivel de tensión solo presentarían modificaciones frente a los factores aprobados mediante disposición regulatoria en el Nivel de Tensión 1. En este nivel las pérdidas a reconocer en el área urbana, inician el primer año con 7,65% y disminuyen gradualmente a 4.87%. Es decir se espera que las pérdidas pasen de 15.49% a 11.97%.

De acuerdo con la proyección de pérdidas para los próximos 5 años, estas no alcanzarían el nivel regulatorio propuesto acumulado en el Nivel de Tensión I (14,75%) a pesar de que anualmente se vayan reduciendo (de 18,27% a 16.48%). Este hecho, pone de manifiesto la necesidad de mantener constantes los niveles de pérdidas

reconocidos en la resolución 031/1997. En la siguiente figura se presenta tal como sigue:

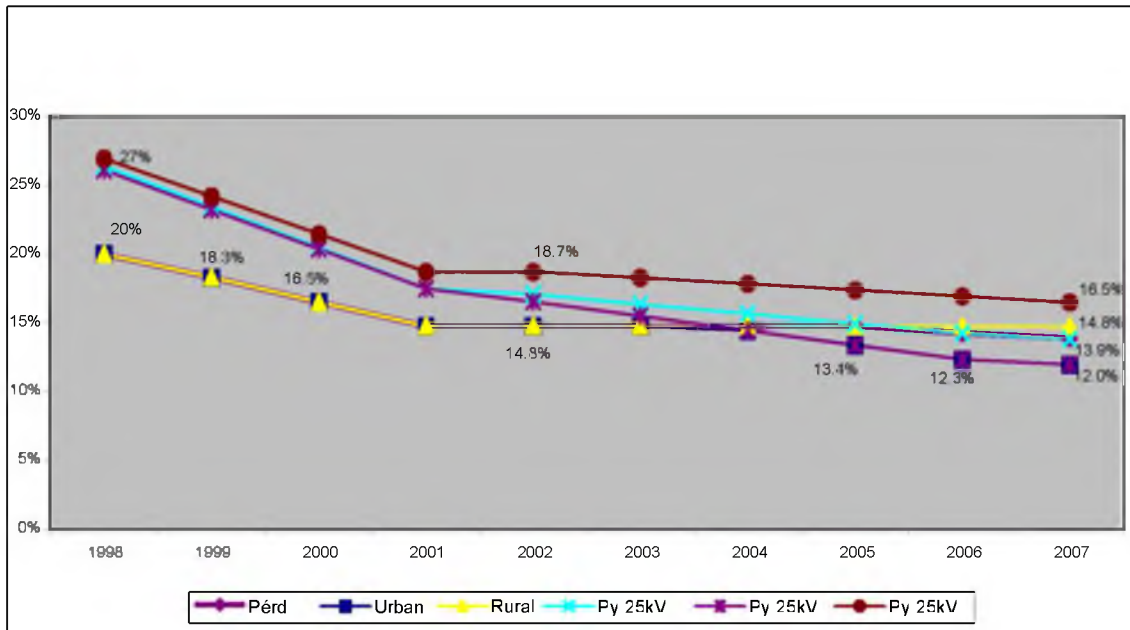


Figura 2.3-7 Pérdidas Estimadas a Reconocer Comercializador 25 kV

□ Propuesta Total Comercializador

En este escenario el consultor incluye los siguiente supuestos:

- Separación entre áreas rurales y urbanas.
- Sistema de Voltaje de 25 kV, el cual es un diseño eficiente en el largo plazo.
- Unión de los Niveles de Tensión 3 y 4.
- Asignación de responsabilidades entre el Distribuidor y Comercializador así: el primero, tendría a su cargo las pérdidas Técnicas, más el 50% de las pérdidas asociadas con Zonas Rojas y conexiones ilegales. El comercializador por su parte, sería el responsable del resto de las pérdidas, las cuales se acumulan en el Nivel de Tensión 1.

Los resultados en términos de proyección de pérdidas, como de reconocimiento de las mismas, acumulados en el Nivel de Tensión 1, tanto en áreas urbanas como rurales, son idénticos a los mostrados anteriormente; la diferencia radica en los niveles de pérdidas reconocidos en cada una de los niveles de tensión.

A continuación se presenta un cuadro comparativo con los valores reconocidos por nivel de tensión y la proyección de pérdidas para cada uno de los escenarios.

Cuadro 2.3- 8
Propuesta de Pérdidas Reconocidas Comercializador por Nivel de Tensión
2003- 2007

Nivel de Tensión	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 4 *	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 4 ** 25 kV	0%	0%	0%	0%	0%
Nivel 3	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%
Nivel 3 ** 25 kV	3.09%	3.03%	2.97%	2.91%	2.85%
Nivel 2 en 13,8 kV	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%
Nivel 2 en 25 kV	1.51%	1.49%	1.46%	1.44%	1.41%
Nivel 1 13,8 kV Urbano	7,65%	7,56%	6,59%	5,62%	5,35%
Nivel 1 25 kV Urbano	7,65%	7,33%	6,28%	5,22%	4,87%
Nivel 1 Rural	7,65%	7,65%	7,65%	7,65%	7,65%

- * Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 separados
- ** Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 unidos en un solo sistema

Cuadro 2.3- 9
Propuesta de Pérdidas Reconocidas Comercializador Acumuladas por Nivel de Tensión
2003- 2007

Nivel de Tensión/ Escenarios	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 4 *	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 4 ** 25 kV	0%	0%	0%	0%	0%
Nivel 3	5.06%	5.06%	5.06%	5.06%	5.06%
Nivel 3 ** 25 kV	3.09%	3.03%	2.97%	2.91%	2.85%
Nivel 2 en 13,8 kV	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
Nivel 2 en 25 kV	4.6%	4.52%	4.43%	4.35%	4.26%
Nivel 1 13,8 kV Urbano	14,75%	14,66%	13,69%	12,72%	12,45%
Nivel 1 25 kV Urbano	14.75%	14,44%	13.38%	12.33%	11.97%
Nivel 1 Rural	14,75%	14,75%	14,75%	14,75%	14,75%

- * Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 separados
- ** Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 unidos en un solo sistema

De acuerdo con las recomendaciones del consultor, para el siguiente período se alcanzarían metas de pérdidas acumuladas para el comercializador en el Nivel de Tensión 1 en zonas urbanas de 11,97% en un sistema de 25 kV y 12,45% en un sistema de 13,8 kV.

Para las zonas rurales, el consultor recomienda mantener el mismo valor que se aplica en la regulación vigente de 14,75% para el Nivel de Tensión 1.

- Distribuidor

De acuerdo con la proyección realizada por el consultor, las pérdidas promedio actuales totales asignables al distribuidor, acumuladas hasta el sistema de 13,8kV están alrededor de 15,28% (2001), las cuales se espera que lleguen 13,42% en el 2007.

Si se hacen pequeños esfuerzos de reducción de pérdidas totales en el Nivel de Tensión 1, durante el próximo período regulatorio, siguiendo los análisis del consultor, se alcanzarían pérdidas acumuladas para el Distribuidor en el Nivel de Tensión 1 en zonas urbanas de 10,42% para el sistema de 13.8 kV, al final del período regulatorio (Niveles de Tensión 4, 3 y 2 no sufren modificaciones con respecto a los vigentes en la regulación).

Para las zonas rurales, el consultor recomienda utilizar los mismos valores que los previstos en la regulación vigente al momento del estudio.

Cuadro 2.3- 10
Propuesta del Consultor
Sobre Pérdidas Totales Reconocidas al Distribuidor

Sistema Urbano	2002	2003 -2004	2005	2006	2007
Proyección de Pérdidas	12,07%	11,39%	10,94%	10,56%	10,42%
Pérdidas reconocidas sin acumular Nivel de Tensión 1	6,00%	6,00%	5,94%	5,56%	5,42%
Pérdidas reconocidas Acumuladas en el Nivel de Tensión 1	11,00%	11,00%	10,94%	10,56%	10,42%

Sistema Rural	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Proyección de Pérdidas	20,50%	20,07%	19,65%	19,22%	18,80%	18,48%
Pérdidas reconocidas sin acumular Nivel de Tensión 1	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Pérdidas reconocidas Acumuladas en el Nivel de Tensión 1	11,00%	11,00%	11,00%	11,00%	11,00%	11,00%

2.3.4 Propuesta a la Comisión

La propuesta¹⁰ para la Comisión, define el nivel de pérdidas de energía eléctrica para el negocio de distribución. Con la aplicación del criterio de eficiencia en pérdidas, se busca alcanzar los siguientes objetivos:

- Reconocer la existencia de diferencias de pérdidas por efectos topológicos entre redes urbanas y rurales.
- Reconocer que en la estructura de costos existe un nivel de pérdidas No Técnicas económicamente no gestionables.
- No trasladar al usuario los costos asociados con las ineficiencias de las empresas.
- Establecer una senda temporal sobre el nivel de pérdidas, que permita dar señales de eficiencia a las empresas. Con base en esta senda, éstas pueden definir la estrategia para valorizar su negocio.
- Asignar responsabilidades tanto al Distribuidor como al comercializador sobre la gestión y el control de las pérdidas.

2.3.4.1 Diseño de Red

El Consultor propuso fijar el nivel de pérdidas óptimo con el cambio de voltaje del Nivel de Tensión 2 a 25 kV, ya que se obtienen menores costos de AOM, así como niveles de pérdidas inferiores, lo que le conduce a recomendar una conversión del actual sistema de distribución. No obstante lo anterior, de acuerdo con el estudio, la conversión duraría aproximadamente 20 años y sería necesario realizar una inversión importante, cuya relación beneficio-costos sea positiva. El consultor presenta un cálculo de la relación beneficio-costos que sustenta su propuesta, pero dicho cálculo es muy sensible a variables como el costo de reposición de los activos a reemplazar y a las vidas útiles de los equipos. Con este grado de incertidumbre no se considera conveniente adoptar esta recomendación, teniendo en cuenta además que las reducciones de pérdidas adicionales por efecto del cambio de nivel de tensión no son porcentualmente significativas y que la reducción del nivel de pérdidas No Técnicas por efecto de este cambio, no aparece sustentado ni es claro.

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda para el próximo período regulatorio calcular las pérdidas óptimas para una red de 13.8 kV en Nivel de Tensión 2.

¹⁰ La propuesta incluyó algunas sugerencias del estudio del consultor y los comentarios de los interesados sobre este estudio.

2.3.4.2 Asignación de Responsabilidades

De acuerdo con el estudio, las pérdidas Técnicas deben ser responsabilidad del operador de red (OR), en razón a que éste opera el sistema de distribución, situación sobre la cual el comercializador no tiene mayor injerencia.

En cuanto a las pérdidas No Técnicas, se recomienda que la gestión para el control de las conexiones ilegales sea responsabilidad del Distribuidor, mientras la gestión para el control de fraudes sea compartida entre el Distribuidor y el Comercializador.

Cuadro 2.3 – 11
Responsabilidades del Distribuidor

Concepto	Responsabilidad del Distribuidor
Pérdidas Técnicas	100%
Conexiones Ilegales	100%
Fraude	50%

Conexiones Ilegales: El distribuidor es el responsable de la red y es quien ejecuta las labores de reposición y mantenimiento, lo que le proporciona el conocimiento y acceso sobre conexiones ilegales. Las conexiones de este tipo normalmente son realizadas en la red de distribución y es el OR el que debe verificar que cada usuario que se conecte, cumpla con los requisitos de conexión y que toda la energía que circula por su red, pague los cargos de transporte. Estas conexiones generalmente son visibles a simple vista tanto en redes de Nivel de Tensión 1 como de Nivel de Tensión 2.

Fraude: Considerando que el fraude puede realizarse tanto en el medidor como en la red, la gestión del mismo es compartida por los dos agentes. El fraude puede consistir en alterar el medidor o la acometida, es decir que puede ser anterior (afecta al distribuidor) o posterior (afecta al comercializador) al medidor.

Zonas Rojas: Las pérdidas originadas por condiciones socioeconómicas relacionadas con el orden público, escapan al ámbito de la regulación.

VARIABLES tales como el riesgo país dentro de la tasa de rentabilidad utilizada para el cálculo del cargo regulado para la actividad de distribución, pueden considerar estas situaciones.

2.3.4.3 Separación Pérdidas Técnicas y No Técnicas

Se reconoce que es necesario, como criterio de eficiencia, separar las pérdidas relacionadas con las características topológicas de las redes de las que se deben a

la gestión empresarial, de acuerdo con las responsabilidades que se recomienda asignar en el numeral anterior.

2.3.4.4 Separación Urbano – Rural

Dada las diferencias existentes en la topología de la red y en la composición de la demanda entre áreas urbanas y rurales, se propone acoger la recomendación del consultor, en el sentido de diferenciar las pérdidas Técnicas entre urbanas y rurales. Este mecanismo permite reflejar las características de las redes de cada operador.

La distribución urbana y rural utilizada se estimó a partir de la capacidad de transformación, información reportada a la CREG por los operadores de red para los indicadores de calidad¹¹.

2.3.4.5 Unificar los Niveles de Tensión 3 y 4

El consultor ha propuesto establecer un único factor de pérdidas para los dos niveles, basado en:

- La transformación no es secuencial, es decir, que no toda la energía que pasa hacia los Niveles de Tensión inferiores al 3, lo hace secuencialmente desde el STN, pasando por los Niveles de Tensión 4 y 3, y consecuentemente las pérdidas no necesariamente se acumulan en esos niveles de tensión.
- En Colombia la demanda en el Nivel de Tensión 4 es tan solo del orden del 8%, de tal forma que al adicionar los Niveles de Tensión 3 y 4, no se producirían grandes impactos tarifarios.

Sin embargo, los análisis de la Comisión permiten concluir que el impacto no es despreciable al unificar el nivel de pérdidas reconocido para los Niveles de Tensión 3 y 4, donde se encontró que para los usuarios conectados en Nivel de Tensión 4, una decisión en este sentido, tendría un efecto importante en la factura. Actualmente, las demandas conectadas al Nivel de Tensión 4, se refieren al STN utilizando un factor de 1,5%. Con la unificación, el factor para referir dichas demandas pasaría a ser 3.09%, es decir se duplicaría el factor de referencia, y adicionalmente se podría incentivar el incremento de la conexiones directas de los usuarios, actualmente conectados en el Nivel de Tensión 4, al STN. Esto puede derivar en una sobreinversión e ineficiencia económica.

2.3.4.6 Revisión del nivel de pérdidas.

El consultor propone que en la mitad del período tarifario se revisen los niveles de pérdidas reconocidos. Se considera por parte de la Comisión, que la determinación

¹¹ Como capacidad de transformación urbana se consideran los grupos de calidad 1, 2 y 3; y para el sector rural el grupo 4 de calidad.

de una senda al inicio del período tarifario, para llegar a las pérdidas óptimas, constituye una señal de largo plazo, tanto para el Distribuidor como para el Comercializador. Una señal de largo plazo le permite a los agentes diseñar estrategias coherentes con las señales regulatorias, racionalizando de esta manera sus decisiones empresariales. Este planteamiento es aún más relevante si se considera que los programas de reducción de pérdidas son de largo plazo. En consecuencia no se recomienda acoger la propuesta del consultor.

2.3.4.7 Nivel actual de pérdidas

El consultor en su análisis utiliza como pérdidas del 2001 un valor de 17.49%¹², valor obtenido a partir de una muestra parcial de empresas. Considerando esta situación la Comisión replicó el cálculo, incluyendo todas las empresas distribuidoras y comercializadoras¹³, encontrando que el promedio ponderado del valor de pérdidas es 20.1%. Los resultados se presentan en el Anexo No. 1.

Se debe anotar que no se tiene mucha certidumbre sobre la información de pérdidas y que las cifras que se están presentado son las aportadas por las empresas.

2.3.5 Nivel de pérdidas Técnicas eficientes

De acuerdo con el estudio realizado, a partir de características típicas para los diferentes niveles de tensión, las pérdidas eficientes para el sector rural y urbano se distribuyen así:

Cuadro 2.3–12
Nivel De Pérdidas Técnicas Eficientes Por Nivel De Tensión (Sin Incluir Stn)

Nivel de Tensión	Rural	Urbano	Promedio
4	0.80%	0.70%	0.73%
3	1.59%	1.22%	1.35%
2	5.05%	1.53%	2.74%
1	5.36%	2.93%	3.76%

Fuente: Cifras del Consultor

Se considera que los Niveles de Tensión 3 y 4 son generalmente utilizados para transportar energías en grandes bloques y no para atender usuarios residenciales rurales finales, por esta razón no se hace esta diferenciación para los Niveles de Tensión 3 y 4, y se acogerá el nivel promedio de eficiencia que propuso el consultor (Nivel de Tensión 4 : 0.73% y Nivel de Tensión 3: 2.08%).

¹² Este promedio es el resultado derivado de los datos de pérdidas de energía reportados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos (SIVICO), así como de los registros de demanda comercial provistos por el ASIC. Es importante mencionar que cuando se hizo la simulación no se poseían los datos para todas las empresas y de allí el valor de 17,49%.

¹³ Información del Sívico y reportada por las empresas a la CREG.

En el caso de los Niveles de Tensión 1 y 2 esta situación si es común, por lo que se propone hacer una separación de los niveles de pérdidas entre urbanas y rurales. Como criterio para determinar las zonas urbanas y rurales atendidas por las empresas, se utilizó la capacidad de transformación reportada para los indicadores de calidad.

Esta propuesta permite el reconocimiento de una condición de mercado al que se ven enfrentadas las empresas que ejecutan la actividad de distribución en las diferentes zonas del país.

De igual forma se propone una senda de reducción de pérdidas Técnicas en 5 años para todos los niveles de tensión. Con esta propuesta la Comisión estaría dando un período de ajuste a niveles de eficiencia, que alcanzará diez años (período 1998-2007).

2.3.6 Nivel Objetivo de pérdidas No Técnicas

Un planteamiento comúnmente aceptado es que solo deben reconocerse pérdidas Técnicas, sin embargo es conveniente considerar que aspectos tales como las condiciones socioculturales y económicas del país, hacen compleja la reducción inmediata del total de las pérdidas No Técnicas.

Se considera que el nivel de pérdidas No Técnicas para este sector, podrá ser eliminado en el largo plazo (20 años), de acuerdo con el lineamiento del consultor.

t

El reconocimiento de pérdidas No Técnicas solo se hará para el Nivel de Tensión 1, en razón a que en los otros niveles, las empresas tienen mayor posibilidad de gestión, por cuanto el número de usuarios es menor, como se puede observar en el siguiente cuadro, y las posibilidades de fraude se reducen:

Cuadro 2.3 –13
Número de usuarios por Nivel de Tensión

	USUARIOS	PARTIC %	CONSUMO	PARTIC %
NIVEL 1	7,916,939	99.906%	21,328,378	64%
NIVEL 2	6,391	0.081%	4,850,658	14%
NIVEL 3	1,000	0.013%	4,443,595	13%
NIVEL 4	56	0.001%	2,837,855	8%
TOTAL	7,924,386	100%	33,460,487	100%

Aunque es posible que existan diferencias en las pérdidas No Técnicas entre los sectores urbano y rural, no se propone esta separación ya que no se tiene dicha evidencia ni se cuenta con la información relevante para establecerlas.

Teniendo en cuenta las responsabilidades entre el comercializador y el operador de red por el control de las pérdidas No Técnicas, y que estas obedecen a un

comportamiento relacionado con la situación social, cultural y económica que hace que una proporción de los usuarios decida actuar ilegalmente a través de la defraudación de fluidos, lo cual requiere una gestión gradual de las empresas y de la sociedad misma, para eliminarlas, se reconoce como responsabilidad inicial de los agentes, dentro de la gradualidad de reducción de pérdidas No Técnicas, el 50% de las mismas, atribuidas tanto a conexiones ilegales como a fraude, con una disminución gradual de ese porcentaje en el mismo período mencionado anteriormente hasta llegar a las pérdidas de largo plazo.

En cuanto a las pérdidas por efecto de las fallas administrativas y de medida, no serán reconocidas dado que dichas causales son inherentes a la gestión de las empresas y de conformidad con el criterio de eficiencia económica definido en la Ley, no se pueden incluir en la tarifa.

2.3.7 Nivel de pérdidas a reconocer

2.3.7.1 Pérdidas Técnicas

Partiendo de las pérdidas reconocidas en la Resolución CREG 099/1997, y siguiendo los criterios definidos anteriormente, las pérdidas Técnicas para los Niveles de Tensión 1 y 2 se asignaron de acuerdo con la dispersión poblacional en las áreas urbanas y rurales. Es decir a partir de las pérdidas reconocidas regulatoriamente, se determinaron las equivalentes para estas dos áreas. Para ello se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$\%PT = \% ETU * \%PU + \%ETR* \%PR$$

$$\%PU =\% PT / (\%ETU + (\varphi) *ETR\%)$$

donde:

%PT: Pérdidas Totales

%ETU: Porcentaje de Carga Urbana

%ETR: Porcentaje de Carga Rural

%PU: Pérdidas equivalentes urbanas

%PR: Pérdidas equivalentes rurales

φ : Relación pérdidas eficientes rural / urbana (Nivel 2: 3,3 y Nivel 1: 1,83)

Los valores admitidos por nivel de tensión sin acumular, aplicando las fórmulas anteriores, son:

Cuadro 2.3-14
Pérdidas Técnicas Sin Acumular

Pérdidas Técnicas	Actuales	Equivalente	Eficiente
Nivel de Tensión 4	1.5%		0,73%
Nivel de Tensión 3	1.5%		1,35%
Nivel de Tensión 2			
Urbano	2%	1.38%	1.53%
Rural	2%	4.55%	5.05%
Nivel de Tensión 1			
Urbano	6%	5.11%	2.93%
Rural	6%	9.35%	5.36%

- Senda de Pérdidas Técnicas

a) Niveles de Tensión 3 y 4

La senda de pérdidas totales reconocidas al Distribuidor en los Niveles de Tensión 3 y 4 para el siguiente período tarifario, resulta de la aplicación de criterios planteados anteriormente:

- a) El punto de partida son las pérdidas reconocidas actualmente (1.5% para el Nivel de Tensión 3 y 1.5% para el Nivel de Tensión 4)
- b) En cinco años se debe llegar al nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor (0.73% en el Nivel de Tensión 4 y 1.35% en el Nivel de Tensión 3)

De conformidad con lo señalado, la senda de pérdidas Técnicas al Distribuidor, a reconocer en los Niveles de Tensión 3 y 4¹⁴ son:

Cuadro No. 2.3-15
Pérdidas Técnicas por Nivel de Tensión

Periodo	Nivel de Tensión 4	Nivel de Tensión 3
Año 0	1.35%	1.47%
Año 1	1.19%	1.44%
Año 2	1.04%	1.41%
Año 3	0.88%	1.38%
Año 4	0.73%	1.35%

En la siguiente gráfica se observa la gradualidad considerada del nivel de pérdidas Técnicas en los Niveles de Tensión 3 y 4.

¹⁴ Las pérdidas acumuladas para todos los niveles de tensión no incluyen las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional.

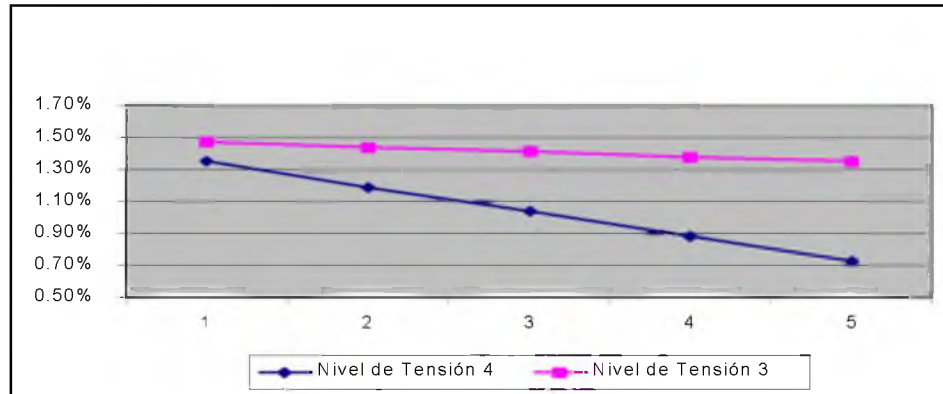


Figura 2.3-8
Senda de Pérdidas Técnicas Niveles 3 y 4 (Sin Acumular)

b) Niveles de Tensión 1 y 2

Se reconocen niveles de pérdidas Técnicas en los Niveles de Tensión 1 y 2 de manera separada en el sector urbano y en el rural.

□ **Urbano**

Al igual que en el punto anterior, los criterios definidos son los siguientes:

- a) El punto de partida son las pérdidas reconocidas actualmente. De acuerdo con el cuadro No. 2.3-14, la pérdidas en el sector urbano del Nivel de Tensión 1 son de 5.11% y en el Nivel de Tensión 2 son de 1.38%.
- b) En cinco años se debe llegar al nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor para el Nivel de Tensión 1 (2.93%). En el caso del Nivel de Tensión 2, de manera inmediata se reconoce el nivel de pérdidas eficiente, señalado por el consultor (1.53%), el cual no presentará modificaciones en el período tarifario, dado que el equivalente del reconocido actualmente, es más exigente.

De acuerdo con lo señalado, la senda de pérdidas Técnicas al Distribuidor para el sector urbano en los Niveles de Tensión 1 y 2 a reconocer, es la siguiente:

Cuadro No. 2.3- 16
Senda de Pérdidas Técnicas Sector Urbano Distribuidor

Periodo	NIVEL DE TENSION 2 y 1	
	Técnicas Nivel 2	Técnicas Nivel 1
Año 0	1.53%	4.67%
Año 1	1.53%	4.24%
Año 2	1.53%	3.80%
Año 3	1.53%	3.37%
Año 4	1.53%	2.93%

En la siguiente figura se muestra la evolución del nivel de pérdidas para el sector urbano en los Niveles de Tensión 1 y 2.

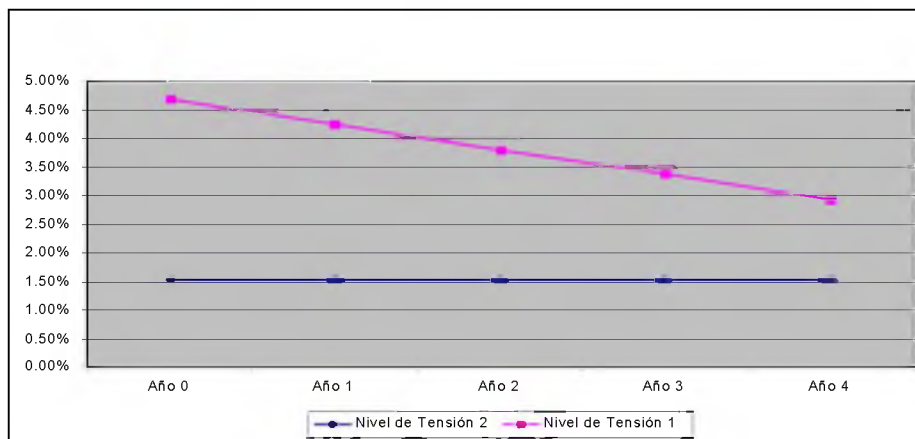


Figura 2.3-9 Senda de Pérdidas Técnicas Niveles 1 y 2 – Sector Urbano (Sin Acumular)

□ **Sector Rural**

Los criterios definidos son los siguientes:

- a) El punto de partida son las pérdidas reconocidas actualmente. De acuerdo con el cuadro No. 2.3-14, las pérdidas en el sector rural del Nivel de Tensión 1 son de 9.35% y en el Nivel de Tensión 2 son de 4.55%.
- b) En cinco años se debe llegar al nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor para el Nivel de Tensión 1 (5.36%). En el caso del Nivel de Tensión 2, de manera inmediata se reconoce el nivel de pérdidas eficiente, señalado por el consultor (5.05%), el cual no presentará modificaciones en el período tarifario, por la misma razón que se expuso en el caso urbano.

De acuerdo con lo señalado, la senda de pérdidas Técnicas al Distribuidor para el sector rural en los Niveles de Tensión 1 y 2 a reconocer son:

Cuadro No. 2.3 – 17
Senda Pérdidas al Distribuidor Sector Rural

Período	NIVEL DE TENSIÓN 2 y 1	
	Técnicas Nivel 2	Técnicas Nivel 2
Año 0	5.05%	8.55%
Año 1	5.05%	7.75%
Año 2	5.05%	6.95%
Año 3	5.05%	6.16%
Año 4	5.05%	5.36%

En la siguiente gráfica se muestra la gradualidad considerada del nivel de pérdidas Técnicas del sector rural en los Niveles de Tensión 1 y 2.

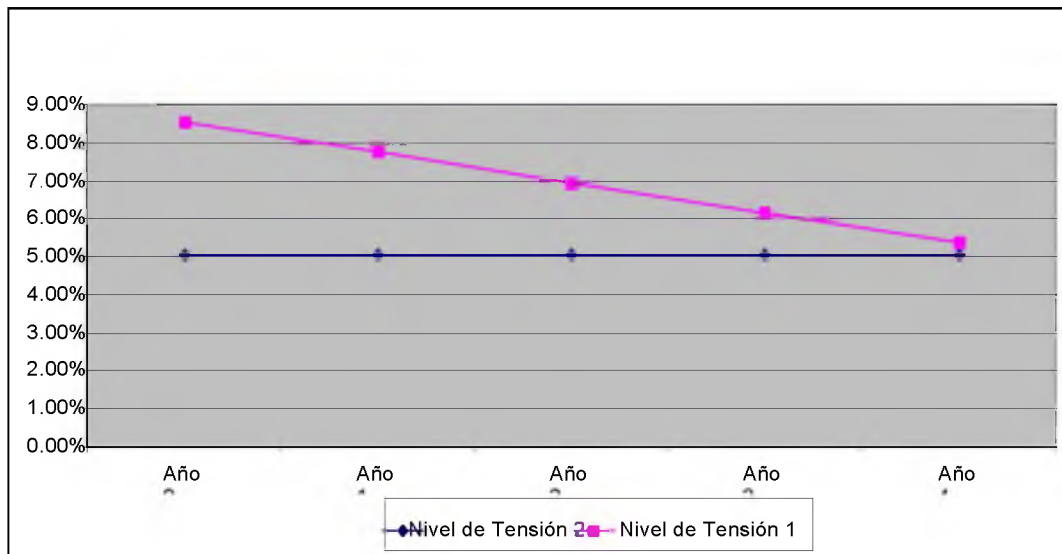


Figura 2.3-10
Senda de Pérdidas Técnicas Niveles 1 y 2 – Sector Rural (Sin Acumular)

2.3.7.2 Pérdidas No Técnicas

En el siguiente cuadro se encuentra la separación entre el Distribuidor y el Comercializador, de las actuales pérdidas No Técnicas, de acuerdo con los lineamientos dados anteriormente.

Cuadro No. 2.3-18
Porcentaje de Pérdidas No-Técnicas a Reconocer
Distribuidor

No Técnicas	Participación en pérdidas No Técnicas totales	Porcentaje de pérdidas actuales	Porcentaje de pérdidas a reconocer al Distribuidor
Conexiones Ilegales	25%	2.28%	1.138%
Fraude	33%	3.00%	0.75%
Total estimado actual		9.1%	1.89%

Las pérdidas totales No Técnicas estimadas en el cuadro anterior, se derivan de la diferencia entre las pérdidas técnicas actuales promedio nacional y las pérdidas totales del país. En el siguiente cuadro se muestra el cálculo de las pérdidas técnicas, las cuales arrojan una cifra cercana a las pérdidas reconocidas regulatoriamente al distribuidor, razón por la cual se partió del 11% para calcular las pérdidas No-Técnicas.

Cuadro No. 2.3-18
Porcentaje Técnicas Actuales

NIVELES	Pérdidas Urbanas	Pérdidas Rurales	Ponderador Urbano	Ponderador Rural
Pérdidas STN	2			
4	0.968	1.375	0.9196	0.06875
3	2.186	3.132	2.0767	0.1566
2	1.5	7	1.206	1.372
1	3.2	7.2	2.528	1.512
			6.7303	3.10935
TOTAL				11.84

Senda para las pérdidas No Técnicas

De acuerdo con lo explicado anteriormente, se construye una senda de reducción de 20 años para llegar a un nivel de pérdidas No Técnicas óptimo, que a continuación se presenta para el período.

Cuadro No. 2.3 – 19
Senda de Pérdidas No Técnicas

Período	Distribuidor
Año 0	1.79%
Año 1	1.70%
Año 2	1.61%
Año 3	1.51%
Año 4	1.42%

2.3.8 Pérdidas totales Urbanas reconocidas al Distribuidor Nivel de Tensión 1.

De acuerdo con lo explicado anteriormente, las pérdidas totales urbanas en el Nivel de Tensión 1 reconocidas al Distribuidor sin incluir STN son:

Cuadro No. 2.3 – 20
Pérdidas Urbanas a Reconocer al Distribuidor
Nivel de Tensión 1

Período	Técnicas y No Técnicas sin Acumular
Año 0	6.47%
Año 1	5.94%
Año 2	5.41%
Año 3	4.88%
Año 4	4.35%

Las pérdidas totales rurales reconocidas en el Nivel de Tensión 1 al Distribuidor, sin incluir STN son:

Cuadro No. 2.3 – 21
Pérdidas Rural a Reconocer al Distribuidor
Nivel de Tensión 1

Periodo	Técnicas y No Técnicas sin Acumular
Año 0	10.34%
Año 1	9.45%
Año 2	8.56%
Año 3	7.67%
Año 4	6.78%

La senda de pérdidas totales acumuladas a reconocer al Distribuidor en el Nivel de Tensión 1 en las áreas urbanas y rurales se presenta gráficamente como sigue:

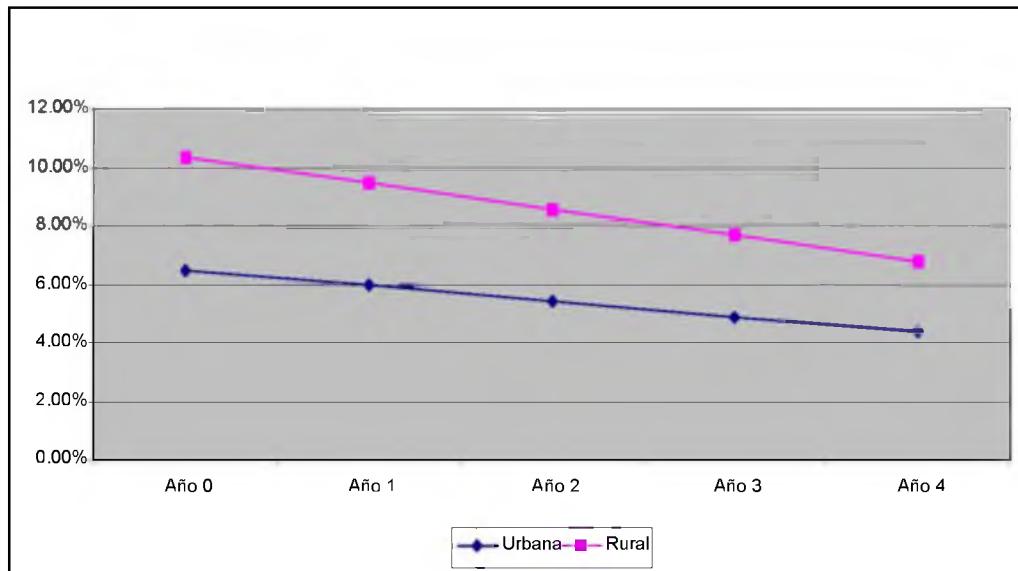


Figura 2.3-11 Senda de Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión Urbana y Rural

2.3.9 Cálculo del porcentaje de pérdidas totales al Distribuidor

En los Niveles de Tensión 1 y 2, las pérdidas totales incluirán el promedio ponderado entre las pérdidas urbanas y rurales¹⁵ así:

$$\%PTDi_{1t} = (\% PDU_j) * (\%PRUD_{1t}) + (\%PRU_j) * (\%PRRD_{1t}) + \%PRNTD_{1t}$$

donde:

$\%PTDi_{1t}$: Pérdidas Totales del Distribuidor *i* acumuladas en el nivel de tensión 1, en el año *t*

$\%PRUD_{1t}$: Pérdidas Técnicas Reconocidas para el sector urbano en Distribución acumuladas en el Nivel de Tensión 1, en el año *t*

$\%PRRD_{1t}$: Pérdidas Técnicas Reconocidas para el sector rural en Distribución acumuladas en el Nivel de Tensión 1, en el año *t*

$\%PRNTD_{1t}$: Pérdidas No Técnicas Reconocidas para en Distribución en el nivel de tensión 1, en el año *t*

$\%PDU_j$: Porcentaje de capacidad de transformación urbana. Ver Anexo No 3.

$\%PR_j$: Porcentaje de capacidad de transformación rural. Ver Anexo No 3.

Para cada operador de red se estimarán las pérdidas reconocidas por nivel de tensión y el acumulado teniendo en cuenta la senda establecida por la comisión y la composición de su mercado.

¹⁵ En el Anexo No. 3 se encuentran los ponderadores de urbano y rural

El porcentaje de pérdidas a reconocer obtenido para cada Distribuidor, será utilizado para estimar los cargos en cada nivel de tensión teniendo además en cuenta el flujo de energía que las empresas envíen para el cálculo de los cargos por uso.

2.4. REMUNERACIÓN DEL CAPITAL

La tasa de retorno sobre el capital invertido definida por la CREG se utiliza en la determinación de las tarifas reguladas para el servicio de distribución de energía eléctrica. En consecuencia, la definición de dicha tasa debe ser consistente con la metodología a utilizar en la definición de las tarifas respectivas y en particular con el período de vigencia y el tratamiento de los valores y flujos de efectivo a los que se asocia, considerando aspectos tales como el tratamiento de los impuestos (vía tasa o vía flujos de efectivo), el valor que se reconoce regulatoriamente de los activos a remunerar, la vida útil de los mismos y los elementos que componen los costos y gastos eficientes propios de la prestación del servicio.

A este respecto, en la Resolución CREG-080 de 2000 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitan establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos de dicha actividad.

En general, los principios y criterios establecidos en las mencionadas resoluciones, y que sirven de base a la metodología de cálculo de la tasa de retorno que ha sido propuesta por la Comisión, responden a una regulación del tipo price cap o precio máximo para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. En la propuesta regulatoria prevista para distribución de energía eléctrica se ha contemplado también, para ciertos activos, la utilización de una metodología de ingreso máximo o revenue cap que supone una valoración diferente de la tasa de retorno.

La metodología adoptada por la CREG utiliza un enfoque económico de los ingresos requeridos por las empresas, basado en el flujo de fondos e independiente de las convenciones contables. Una discusión sobre la equivalencia y diferencias con un enfoque contable se encuentra en CEER (principios tarifarios, Ref. 15). Para la determinación de los ingresos requeridos en cada tipo de regulación, se calcula el flujo de efectivo (fondos) que reconoce a las empresas ingresos destinados al cubrimiento de los costos y gastos de operación, mantenimiento y administración, al pago de impuestos y a remunerar el capital invertido en los activos, valorados a costo de reposición a nuevo para una vida útil promedio estimada de 20 años.

Para establecer una tasa de retorno apropiada para la determinación de tarifas reguladas es necesario estimar el costo de oportunidad del capital. Para efectos de cálculo, se estima el costo de capital como el promedio ponderado del costo de sus fuentes, es decir, del costo de la deuda y del costo del capital propio. El resultado se conoce como costo promedio ponderado de capital ó WACC. La metodología adoptada por la Comisión esta descrita en detalle en el documento CREG 022 de

2002 “COSTO PROMEDIO DE CAPITAL: METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS COMBUSTIBLE POR REDES”.

2.4.1 Costo de capital en esquemas regulatorios por Precio Máximo (Price Cap) e Ingreso Máximo (Revenue Cap)

Cuando se invierte en un activo particular se consideran dos clases de riesgos: uno asociado específicamente con la firma y el otro con el mercado. Los inversionistas pueden eliminar el primero con técnicas de diversificación de portafolios. No obstante el segundo, más conocido como riesgo del sistema, no puede ser superado en la medida que es el riesgo normal que enfrentan todas las firmas por estar en un mismo mercado.

Los riesgos de mercado están asociados con los ciclos económicos. Una recesión afecta a todas las firmas de alguna manera. En el Capital Asset Price Model (CAPM) los betas cuantifican el grado de sensibilidad de la firma a estos riesgos sistemáticos o de mercado. Un mayor beta significa mayor sensibilidad de la firma a este tipo de riesgo.

Dependiendo de la estructura regulatoria, las firmas enfrentan mayores o menores riesgos de mercado y consecuentemente diferentes costos de capital. En general, hay consenso en que los sistemas puros por precio máximo¹⁶ implican mayores riesgos de mercado, que otros como por tasa de retorno y por ingreso máximo¹⁷. La razón principal es que en los esquemas de precio máximo todo el riesgo de fluctuaciones en costos y en demanda es asumido por la firma¹⁸. Dicha condición fue aceptada por la comisión cuando se adoptó la tasa de descuento contenida en la resolución CREG 013 de 2002 que contiene un ajuste en el beta inicialmente encontrado por efecto del tipo de regulación aplicable, es decir price cap.

Los efectos de los diferentes esquemas regulatorios en los niveles de riesgo que enfrenta la firma, pueden ser ilustrados a partir de la siguiente fórmula:

$$\pi = PQ - Cx(Q) Cn(Q)$$

Donde:	π	=	Beneficio de la empresa
	P	=	Precio por unidad
	Q	=	Cantidades vendidas
	PQ	=	Ingreso obtenido
	Cx	=	Costos exógenos (no controlables)

¹⁶ Existen también price caps con costos pass through

¹⁷ Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, an International Comparison. Ian Alexander, Colin Mayer and Helen Weeds. The World Bank, Private Sector Development Department, December 1996.

¹⁸ Una manera usual de notar este esquema regulatorio es así: RPI – X en donde el primer factor es un índice de inflación para actualizar los precios y el segundo factor es una productividad periódica que se traslada al usuario.

C_n = Costos endógenos (controlables)

Cuadro No. 2.4 –1
Efectos de los Diferentes Esquemas Regulatorios en los Niveles de Riesgo

Sistema regulatorio	Aspectos considerados en la regulación	Aspectos no considerados en la regulación
Price Cap	P	Q Cx Cn
Price cap with cost pass - trough	P Cx	Q Cn
Revenue cap	PQ	Cx Cn
Rate of return regulation	P Q Cx Cn	

2.4.2 Regulación por precio máximo

En sistemas puros por precio máximo se establecen precios eficientes por períodos de tiempo prolongados, usualmente de cinco años. En estos esquemas, la firma tiene un incentivo a mejorar eficiencia (reducir costos) para obtener mayores ganancias.

En los sistemas de price cap, en razón a que los precios no se ajustan automáticamente, la exposición al riesgo es mayor y el retorno que esperan los inversionistas es consecuentemente mayor. La firma asume todo el riesgo de fluctuaciones en costos y en demanda.

2.4.3 Regulación por ingreso máximo

Los sistemas por ingreso máximo limitan el ingreso de la firma a través de ajustes periódicos en el nivel de precios.

Los riesgos de mercado que enfrentan las firmas en este tipo de regulación son menores que los que se evidencian en sistemas de precio máximo, porque los precios son ajustados para mantener el ingreso de la firma. En otras palabras, se eliminan las fluctuaciones de demanda.

2.4.4 Ajuste del Beta

Las estimaciones obtenidas del valor de Beta se refieren al mercado de los Estados Unidos. La utilización de un Beta internacional, reapalancado según la estructura de capital local, representa una medida adecuada del riesgo inherente en la industria para mercados emergentes (Copeland, 1995).

La diferencia principal con respecto a la referencia utilizada radica en el tipo de regulación a la que están expuestas las empresas consideradas, que es predominantemente regulación por tasa de retorno en Estados Unidos. En

consecuencia, para el cálculo se realiza un ajuste por diferencias en el tipo de regulación como se explica a continuación.

En la fuente seleccionada, se han tomado los valores de Beta desapalancados correspondiente a empresas pequeñas para distribución de energía eléctrica (SIC 491) y gas natural (SIC 4924) respectivamente (Ibbotson, 2001)¹⁹, los cuales se ajustan de acuerdo con los siguientes criterios:

- En distribución de energía eléctrica se prevé una remuneración por ingreso máximo (*revenue cap*) para activos en niveles superiores de tensión, en este caso no se realiza ajuste alguno ya que este tipo de regulación define un perfil de riesgo inclusive menor a aquel asociado con una regulación por tasa de retorno.
- Para el ajuste correspondiente a los activos que serán remunerados por precio máximo (*price cap*) se han considerado las diferencias entre tipos de regulación dentro de un mismo sector y en un mismo país. Específicamente un ajuste igual a 0.2, diferencia encontrada en un estudio para empresas de telecomunicaciones en Estados Unidos (Visintini, 1998). Para regulación por precio máximo se ajusta entonces el valor del Beta sumando 0.2 al valor desapalancado²⁰.

Debe considerarse que las industrias con tarifas reguladas, como es el caso de los Servicios Públicos o *Utilities*, tienen un riesgo más bajo que el promedio del mercado y por tanto valores de Beta inferiores a 1.0, debido a que no están expuestas a variaciones en el nivel de precios (Alexander, 1996). Una vez se efectúa el ajuste del Beta, la prima por riesgo del negocio se calcula utilizando formulaciones matemáticas (Ver documento CREG 022 de marzo de 2002).

En la Resolución CREG-013 de 2002, la tasa de retorno, en términos reales antes de impuestos, para la actividad de energía eléctrica en el próximo período tarifario es 16.06%. Con la misma metodología que se encuentra detallada en el documento CREG 022 de 2002, usando los mismos parámetros y sin el ajuste del beta en 0.2, la tasa de retorno en términos reales antes de impuestos para la actividad de energía eléctrica correspondiente a una regulación por ingreso máximo (*revenue cap*) es 14.06%.

El siguiente cuadro muestra la estimación de la tasa para ambos casos:

¹⁹ Valores reportados a Junio de 2001.

²⁰ Como se menciona anteriormente, regulaciones por precios máximos transfieren riesgos de demanda y de cambios bruscos en costos a las firmas. Consecuentemente los inversionistas esperan un mayor retorno en la inversión.

Cuadro No. 2.4 –2
Cálculo del Costo de Capital en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica

COSTO DE CAPITAL DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA			
Cálculo Decisión CREG			
Regulación vía Precio Máximo		Regulación vía Ingreso Máximo	
Inflación USD =	2.60%	Inflación USD =	2.60%
Tasa de Impuestos =	35%	Tasa de Impuestos =	35%
ESTRUCTURA DE CAPITAL		ESTRUCTURA DE CAPITAL	
Deuda =	40%	Deuda =	40%
Capital Propio =	60%	Capital Propio =	60%
COSTO DE LA DEUDA		COSTO DE LA DEUDA	
Costo Real =	7.60%	Costo Real =	7.60%
Costo Nominal =	10.40%	Costo Nominal =	10.40%
Costo después de impos. =	6.76%	Costo después de impos. =	6.76%
COSTO DEL CAPITAL PROPIO		COSTO DEL CAPITAL PROPIO	
Beta (Ibbotson 491) =	0.15	Beta (Ibbotson 491) =	0.15
Ajuste de Beta =	0.20	Ajuste de Beta =	0.00
Beta desapalancado =	0.35	Beta desapalancado =	0.15
Beta apalancado =	0.502	Beta apalancado =	0.215
Prima riesgo mercado =	7.80%	Prima riesgo mercado =	7.80%
Prima riesgo negocio =	3.91%	Prima riesgo negocio =	1.68%
Prima riesgo país =	6.19%	Prima riesgo país =	6.19%
Tasa libre de riesgo =	6.07%	Tasa libre de riesgo =	6.07%
	16.17%		13.94%
COSTO PROMEDIO PONDERADO		COSTO PROMEDIO PONDERADO	
WACC USD d. imp. =	12.41%	WACC USD d. imp. =	11.07%
WACC USD a. imp. =	19.09%	WACC USD a. imp. =	17.02%
WACC real a. imp. =	16.07%	WACC real a. imp. =	14.06%

2.5. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN ACTIVOS DE NIVEL 1. (MOTIVACIÓN, SECUENCIA DEL ANÁLISIS Y RESULTADOS)

2.5.1 Introducción

Con base en los comentarios recibidos por empresas del sector respecto a la propuesta de cargos por uso del STR y/o SDL del Nivel de Tensión 1 efectuada en noviembre del presente año, e igualmente, en la revisión de la información base usada para los cálculos de los cargos en mención, se han efectuado las modificaciones relevantes frente a la propuesta metodológica presentada a consulta, y se han encontrado los valores eficientes resultantes.

Los cambios efectuados frente a la propuesta del documento anterior, publicado en diciembre de 2002, se resumen así:

- Utilización de la totalidad de la muestra.
- Cálculo de cargos, usando las cargas existentes encontradas en el muestreo, asignándoles un transformador eficiente.
- Reconsideración de los costos de administración, mantenimiento y operación asignables al Operador de Red.

En este numeral se presenta el resumen de los análisis adelantados por la Comisión para la determinación de los cargos máximos que aplicarán durante el siguiente período tarifario a los activos del Nivel de Tensión 1 utilizados en la actividad de distribución de energía eléctrica (2003-2007).

2.5.2 Descripción General de los Ajustes

Teniendo en cuenta los comentarios y los análisis internos, se han efectuado los cambios en el modelaje presentado en noviembre del 2002, sobre los cargos máximos de Nivel de Tensión 1, como se muestra a continuación:

2.5.2.1 Totalidad de la muestra.

El primer paso de la metodología consideró la identificación de los circuitos típicos de distribución secundaria, de conformidad con los resultados del estudio adelantado para la CREG por la firma Consultoría Colombiana.

Existieron comentarios acerca de la inconveniencia del uso de circuitos típicos para la determinación de los cargos, dadas las posibles diferencias entre OR, asociadas con topologías regionales, aduciendo que se podría favorecer a quienes enfrentan costos inferiores a los presentados por los circuitos típicos, por contar con una topología de redes promedio en mejores condiciones que las consideradas en cada circuito típico, desfavoreciendo por el mismo motivo a los OR que se encontraban en condiciones menos favorables.

Con el fin de verificar la validez de la hipótesis planteada por los OR, y dado que la muestra efectuada por Consultoría Colombiana tiene un nivel de confianza del 95%, se consideró conveniente usar la totalidad de la información contenida en la muestra para el cálculo de los cargos por uso del Nivel de Tensión 1.

Para usar dicha muestra, fue necesaria una revisión, complementación y depuración de algunos datos, con el fin de homogenizar la base de cálculo. De esta manera, sobre la base de datos de la muestra diseñada por Consultoría Colombiana, se efectuaron los siguientes procedimientos:

- Para algunos de los circuitos muestreados en los que, principalmente por razones de orden público, no fue posible la medición de la carga del transformador o la misma no se realizó en las horas de la punta 1, fue

necesario asociar la carga de los mismos con el producto de la capacidad nominal por el factor de utilización (0,42). Este factor corresponde al mostrado por el percentil 75 del total de los transformadores en los que si se midió la carga, excluyendo aquellos con dedicación exclusiva y carga inferior al 10% de su capacidad nominal. Estos últimos se excluyeron por considerarse datos explicablemente atípicos dentro de la muestra.

- De la muestra inicial, se excluyeron igualmente algunas unidades por considerar que presentaban inconsistencia en la información.
- Para las líneas y transformadores subterráneos, fue conveniente asociar todos los transformadores como trifásicos.

2.5.2.2 Carga existente y asignación de transformador eficiente

En la metodología propuesta anteriormente, junto con los circuitos típicos allí definidos, se presentó una asignación de carga eficiente para cada tipo de transformador de cada circuito típico.

Aunque el objetivo era definir el flujo eficiente de energía a transportar por un circuito adecuado, al momento de encontrar la carga adecuada para cada transformador, la metodología no modificaba otros parámetros como la longitud del circuito secundario ajustada a cada carga eficiente encontrada, de tal manera, que en caso de que la carga eficiente del transformador fuera mayor a la carga medida en sitio, implícitamente debía suponerse un crecimiento en el número de usuarios, y ya que la longitud definida no era ajustada a mayor valor cuando la carga eficiente era mayor, se permitía una descompensación entre los costos asociados con el transformador y las redes necesarias para transportar esa carga eficiente.

Para eliminar esta incongruencia, se consideró necesario mantener la topología de la red de la muestra para la atención de una demanda determinada, obviando el posible error del cambio en extensión de redes, usando la demanda medida y registrada en la muestra²¹ para el cálculo de los cargos, pero asignándole el transformador de menor valor que cubriera esa carga.

Las bases de datos, los cálculos y los resultados están contenidos en el archivo denominado "Costos medios Nivel 1" de Diciembre de 2002. Los resultados resultado son los siguientes:

²¹ En los casos donde no se efectuó medición, se complementó la información, calculando la demanda mediante el producto de la capacidad real por el factor de utilización de 0,42 explicado anteriormente.

COSTO MEDIO DE INVERSIÓN RURAL (\$/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 5	2,079	93,162,8595	93,162,8595	93,162,8595	93,162,8595	93,162,8595	93,162,8595
5 - 10	24,383	1,124,662,9310	1,709,108,7099	1,896,685,7452	2,472,885,3322	3,881,570,8519	4,979,084,5287
10 - 15	46,673	1,759,136,6364	2,169,539,0706	3,171,590,1313	4,029,601,1090	5,360,065,6009	12,316,015,3011
15 - 20	2,284	40,541,5698	40,541,5698	40,541,5698	40,541,5698	40,541,5698	40,541,5698
20 - 25	21,695	619,898,8862	717,669,4382	882,603,4927	1,084,582,0900	1,522,708,2129	2,689,536,4154
25 - 30	12,454	177,647,4013	217,658,3205	240,512,6070	303,344,8028	598,735,8315	1,674,842,6096
30 - 37.5	8,336	147,965,2809	157,834,6083	172,393,7777	198,728,0327	240,945,2069	334,331,0577
37.5 - 45	5,068	40,048,6458	40,048,6458	40,048,6458	50,501,7264	97,126,7858	139,298,7246
45 - 50	5,989	110,026,5336	115,526,2089	158,184,4035	180,481,4264	201,918,3674	201,918,3674
50 - 75	6,648	78,113,1889	102,408,1689	113,879,9060	127,765,4473	199,376,6093	218,084,1082
75 - 100	582	13,622,0360	13,622,0360	13,622,0360	13,622,0360	13,622,0360	13,622,0360
100 - 112.5	1,134	7,861,9027	8,404,6099	8,404,6099	11,818,9499	40,798,6943	40,798,6943
112.5 - 500	1,786	3,300,2188	3,300,2188	3,300,2188	3,300,2188	3,300,2188	3,300,2188
PROMEDIO PONDERADO	139,108	30,5920	38,8750	49,0650	61,8886	88,3234	163,4663

COSTO MEDIO DE INVERSIÓN URBANA (\$/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 10	3,859	96,401,2175	101,922,9323	137,581,4760	174,095,3095	187,726,0387	200,241,1879
10 - 15	12,682	405,753,6940	487,362,2999	555,122,2303	591,313,2781	332,575,2594	3,033,148,2065
15 - 20	1,477	22,369,4252	22,369,4252	22,369,4252	22,369,4252	22,369,4252	22,369,4252
20 - 25	10,462	171,214,4371	181,424,2698	222,794,6025	330,439,9729	588,344,6338	1,634,347,2294
25 - 30	15,429	295,145,7504	334,337,5330	378,024,3040	509,192,2199	706,957,3270	1,260,769,6906
30 - 37.5	17,995	218,116,5489	243,689,9212	281,287,6617	447,133,2746	600,779,8469	868,398,3786
37.5 - 45	10,664	169,897,3384	212,361,2222	225,293,4434	246,278,8734	300,101,4971	654,541,5176
45 - 50	13,915	138,429,0581	161,812,3554	215,764,7530	310,593,9295	466,602,3672	1,190,902,6072
50 - 75	43,910	529,769,1794	577,262,0220	639,240,3090	846,500,7545	1,052,302,8980	1,826,422,9398
75 - 100	2,731	19,466,9362	20,368,8741	20,368,8741	36,730,8398	36,730,8398	36,730,8398
100 - 112.5	10,059	100,124,6100	110,265,0517	134,906,3777	146,181,4984	184,392,6100	399,953,0371
112.5 - 150	18,668	138,277,8888	152,131,0674	161,051,7115	199,377,8463	273,137,3826	307,862,8079
150 - 160	780	5,967,5811	5,967,5811	5,967,5811	5,967,5811	5,967,5811	5,967,5811
160 - 167	17	40,4723	40,4723	40,4723	40,4723	40,4723	40,4723
167 - 225	5,103	15,203,0099	15,203,0099	15,203,0099	15,203,0099	15,203,0099	15,203,0099
PROMEDIO PONDERADO	167,771	13,8539	15,6555	17,9710	23,1362	31,4252	68,2890

COSTO MEDIO DE MANTENIMIENTO RURAL (\$/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 5	2.079	6.324.0925	6.324.0925	6.324.0925	6.324.0925	6.324.0925	6.324.0925
5 - 10	24.383	1.38.539.5091	227.557.4653	394.645.2358	525.046.8438	850.612.1339	1.262.974.7248
10 - 15	46.673	253.497.4861	358.492.9331	479.576.1099	719.535.9745	1.232.705.3600	3.355.582.8333
15 - 20	2.284	2.590.0520	2.590.0520	2.590.0520	2.590.0520	2.590.0520	2.590.0520
20 - 25	21.695	65.962.9755	81.303.3671	118.028.3198	172.732.9620	247.310.1011	795.937.4275
25 - 30	12.451	11.388.3336	18.883.0179	19.495.7875	24.453.6509	54.535.0696	377.506.5039
30 - 37.5	8.336	15.609.2600	20.148.0794	21.760.2509	20.861.3401	29.637.0894	55.296.4875
37.5 - 45	5.068	2.554.2681	2.554.2681	2.554.2681	3.656.5245	9.829.7914	15.100.8019
45 - 50	5.969	8.150.6432	8.785.6457	11.841.4836	10.381.1321	19.239.6190	19.239.6190
50 - 75	6.548	7.205.8660	9.368.6063	11.623.7348	11.637.8869	23.152.2950	23.231.0899
75 - 100	582	2.908.5363	2.908.5363	2.908.5363	2.908.5363	2.908.5363	2.908.5363
100 - 112.5	1.134	288.5153	353.2632	353.2632	882.0894	1.532.3546	1.532.3546
PROMEDIO PROMEDIO	137.322	3.7505	5.3835	7.6043	11.0551	18.0625	42.7339

COSTO MEDIO DE MANTENIMIENTO URBANO (\$/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 10	3.859	1.391.3840	1.408.6705	2.050.3070	2.729.0205	3.284.2383	3.657.5214
10 - 15	12.882	7.666.5104	11.471.3463	13.825.5138	19.144.5523	25.384.9446	126.762.4567
20 - 25	10.482	3.052.2868	4.140.1868	5.211.2972	6.902.5246	17.632.4453	65.954.3875
25 - 30	15.429	4.909.0328	6.459.4295	8.533.9340	9.398.3108	15.103.1980	41.652.6307
30 - 37.5	17.895	4.791.6208	5.014.9226	6.220.7524	11.365.4207	10.107.6951	20.814.9338
37.5 - 45	10.664	2.364.3675	3.148.0046	4.504.5901	4.640.4275	6.238.3084	15.663.2065
45 - 50	13.915	2.607.7570	3.898.7054	5.058.6081	6.542.7793	10.017.3731	31.544.9260
50 - 75	43.810	9.677.4399	11.448.6141	13.240.4558	18.317.6141	24.625.9014	36.894.6265
75 - 100	2.731	195.4511	224.3623	224.3623	761.7713	761.7713	761.7713
100 - 112.5	10.059	1.220.6797	1.459.6101	2.205.6087	2.623.0043	3.331.7454	6.337.7502
112.5 - 150	18.668	1.186.6416	1.437.5905	2.242.1383	2.692.5924	4.448.0093	5.807.8666
150 - 160	780	102.0353	102.0353	102.0353	102.0353	102.0353	102.0353
PROMEDIO PROMEDIO	161.174	0.2430	0.3120	0.3940	0.5289	0.8006	2.2196

REDES SUBTERRANEAS										
COSTO DE INVERSION (\$/kWh) (Percentiles)										
Capacidad Transformador (kVA)	p_10	p_20	p_30	p_40	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
25	53.8325	53.8325	53.8325	53.8325	144.5412	235.2499	235.2499	235.2499	235.2499	235.2499
37.5	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637
75	12.8945	12.8945	12.8945	16.1272	16.1272	16.1272	73.4374	73.4374	73.4374	73.4374
112.5	20.3662	20.3662	20.3662	23.2594	23.2594	23.2594	61.6324	61.6324	61.6324	61.6324
150	18.3657	18.3657	19.9649	19.9649	27.7199	35.4748	35.4748	50.8479	50.8479	50.8479
PROMEDIO	17.2088	17.2088	17.7419	19.7838	22.3688	24.9538	56.8482	61.9726	61.9726	61.9726
COSTO DE MANTENIMIENTO (\$/kWh) (Percentiles)										
Capacidad Transformador (kVA)	p_10	p_20	p_30	p_40	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
25	0.1770	0.1770	0.1770	0.1770	0.2923	0.4076	0.4076	0.4076	0.4076	0.4076
37.5	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581
75	0.0590	0.0590	0.0590	0.0590	0.0590	0.0590	0.1068	0.1068	0.1068	0.1068
112.5	0.0393	0.0393	0.0393	0.0430	0.0430	0.0430	0.0756	0.0756	0.0756	0.0756
150	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0581	0.0581	0.0581
PROMEDIO	0.0426	0.0426	0.0428	0.0438	0.0438	0.0438	0.0706	0.0805	0.0805	0.0805

Grupo	Capacidad	# de Transformadores (Julio de 2002)
RURAL	0 - 5	2079
RURAL	10 - 15	46673
RURAL	100 - 112.5	1134
RURAL	112.5 - 500	1786
RURAL	15 - 20	2284
RURAL	20 - 25	21695
RURAL	25 - 30	12451
RURAL	30 - 37.5	8336
RURAL	37.5 - 45	5068
RURAL	45 - 50	5989
RURAL	5 - 10	24383
RURAL	50 - 75	6648
RURAL	500 - 9999	2230
RURAL	75 - 100	582
URBANO	0 - 10	3859
URBANO	10 - 15	12682
URBANO	100 - 112.5	10059
URBANO	1000 - 9999	452
URBANO	112.5 - 150	18668
URBANO	15 - 20	1477
URBANO	150 - 160	780
URBANO	160 - 167	17
URBANO	167 - 225	5103
URBANO	20 - 25	10482
URBANO	225 - 1000	6678
URBANO	25 - 30	15429
URBANO	30 - 37.5	17995
URBANO	37.5 - 45	10664
URBANO	45 - 50	13915
URBANO	50 - 75	43910
URBANO	75 - 100	2731
Total general		316239

PERCENTIL 50 (\$/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	30.5920	3.7505	34.3424
URBANO	13.8539	0.2430	14.0969
SUBTERRANEO	22.3688	0.0438	22.4127
PERCENTIL 60 (\$/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	38.8750	5.3835	44.2585
URBANO	15.6555	0.3120	15.9675
SUBTERRANEO	24.9538	0.0438	24.9976
PERCENTIL 70 (\$/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	49.0650	7.8043	56.8693
URBANO	17.9710	0.3940	18.3650
SUBTERRANEO	56.8482	0.0706	56.9188
PERCENTIL 80 (\$/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	61.8896	11.0551	72.9447
URBANO	23.1352	0.5289	23.6641
SUBTERRANEO	61.9726	0.0805	62.0531

2.5.2.3 Reconsideración de los costos de AOM

Como parte de los datos de entrada al modelo, se encuentran los costos AOM, considerando para la propuesta anterior un costo global para cada transformador.

Para efectos de dar mayor claridad al modelo e incluir variables detalladas de redes, se han separado los costos de AOM del transformador de aquellos asociados con las redes, variabilizándolos con la energía asociada.

A continuación se presentan los costos estimados e incluidos en el modelamiento, simulando los costos de AOM de una empresa con 70.000 transformadores urbanos y 50.000 transformadores rurales, considerando una amplia desagregación de eventualidades y los costos correspondientes imputados al mantenimiento adecuado para transformadores y líneas en cada caso, asociando finalmente los costos por unidad de transformador urbano o rural.

El valor de mantenimiento considerado para el Nivel de Tensión¹ incluye cambio de pararrayos y fusibles, incluyendo su suministro y labores de inspección, limpieza de servidumbres, poda de árboles y prueba de rutina de aceite en transformadores.

Este mantenimiento no incluye el reemplazo de pararrayos tipo estación, ni la reposición de la red y de los transformadores (aisladores, cables, postes, crucetas, vientos, cajas primarias de los transformadores, etc). esta aclaración es particularmente importante para establecer las responsabilidades del OR frente al mantenimiento que debe hacer sobre los activos de terceros.

**Cuadro No. 2.5-1
Costos Estimados e Incluidos en el Modelamiento de los costos de AOM**

EMPRESA CON 20.000 TRANSFORMADORES URBANOS		EMPRESA CON 50.000 TRANSFORMADORES RURALES	
EMPRESA DE SERVICIO		EMPRESA DE SERVICIO	
Ingresos	300 000	Ingresos	120 000
Salario básico trabajadores	450 000 00	Salario básico trabajadores	500 000 00
Costo transporte/turnos	1 300 000 00	Costo transporte/turnos	1 200 000 00
Costo transporte/desplazamiento	100 000 00	Costo transporte/desplazamiento	100 000 00
Planos y planos y equipamiento	44 444 44	Planos y planos y equipamiento	83 000 00
Total costos indirectos	1 244 444 44	Total costos indirectos	1 283 000 00
Número de horas	70 000 00	Número de horas	90 000 00
Número de horas asignadas	0 53	Número de horas asignadas	1 65
Número de minutos asignados	296 30	Número de minutos asignados	736 78
Número de minutos asignados	32 52	Número de minutos asignados	81 75
Costo por hora asignada	530 00	Costo por hora asignada	445 00
Costo por hora asignada	2 240 000 00	Costo por hora asignada	6 675 000 00
Costo por hora asignada	296 30	Costo por hora asignada	736 78
Número de trabajos	5 00	Número de trabajos	5 00
Número de trabajos	4 63	Número de trabajos	0 27
Número de trabajos	1 281 48	Número de trabajos	3 678 90
Número de trabajos	80 00	Número de trabajos	24 00
Costo anual	549 200 000 00	Costo anual	7 258 000 00
Costo por hora	0 785 00	Costo por hora	14 713 92
REEMPLAZO FUSIBLES		REEMPLAZO FUSIBLES	
Número de fusibles	84 000 00	Número de fusibles	80 000 00
densidad de fusibles/km ²	10 00	densidad de fusibles/km ²	10 00
area	750	area	730
número de reemplazos	2 500 00	número de reemplazos	7 200 00
Probabilidad de daño	0 30	Probabilidad de daño	0 30
número de fusibles dañados	7 000	número de fusibles dañados	2 00
Fusibles dañados por sobrecargas y sobretensiones	7 000 00	Fusibles dañados por sobrecargas y sobretensiones	7 900 00
Número de fusibles reemplazados necesarios	1 500 00	Número de fusibles reemplazados necesarios	4 320 00
Número de reemplazos de fusibles al año	8 500 00	Número de reemplazos de fusibles al año	11 820 00
fusibles reemplazados	23 28	fusibles reemplazados	32 38
Número de PR dañados/año	500 00	Número de PR dañados/año	1 440 00
Precio de un fusible	6 000 00	Precio de un fusible	6 000 00
Precio PR	90 000 00	Precio PR	90 000 00
Costo transporte/reemplazo fusible	11 181 11	Costo transporte/reemplazo fusible	27 177 78
Costo transporte/reemplazo PR	33 373 33	Costo transporte/reemplazo PR	30 000 00
Costo mano de obra	6 186 18	Costo mano de obra	6 346 61
Mano de obra reemplazo fusible	1 00	Mano de obra reemplazo fusible	2 58
Mano de obra reemplazo PR	3 186	Mano de obra reemplazo PR	3 50
costo transporte/reemplazo fusible	5 186 18	costo transporte/reemplazo fusible	13 164 58
costo transporte/reemplazo PR	15 566 56	costo transporte/reemplazo PR	18 710 42
costo total reemplazo fusible	14 148 15	costo total reemplazo fusible	28 571 18
costo total reemplazo PR	170 000 00	costo total reemplazo PR	194 375 35
costo total anual reemplazo fusibles	120 358 235 26	costo total anual reemplazo fusibles	314 071 354 17
costo total anual reemplazo PR	85 000 000 00	costo total anual reemplazo PR	276 900 500 00
costo por hora	2 932 28	costo por hora	11 879 44
INSPECCION TRAFOS		INSPECCION TRAFOS	
Costo de personal inspect. traf.0	26 325 53	Costo de personal inspect. traf.0	20 691 67
% inspect. simultaneas con desdoble	0 80	% inspect. simultaneas con desdoble	0 90
Número inspect. traf.0	0 07	Número inspect. traf.0	0 07
Costo inspect.	122 864 320 88	Costo inspect.	98 572 222 22
costo por hora	1 755 06	costo por hora	1 378 44
Rendimiento inspect. km inspect.0	2 00	Rendimiento inspect. km inspect.0	2 00
Costo/km inspect. linea	12 037 16	Costo/km inspect. linea	18 920 18
red inspect. km/trafo	4 891 01	red inspect. km/trafo	5 490 01
Costo total anual de inspeccion de linea	53 075 074 09	Costo total anual de inspeccion de linea	210 426 545 14
Costo inspect. linea traf.0	776 37	Costo inspect. linea traf.0	4 288 73
Costo total AOM traf.0	14 017 71	Costo total AOM traf.0	32 192 51

2.5.3 Resultados

Una vez efectuados todos los ajustes anteriormente mencionados y conservando los elementos restantes contemplados en la metodología presentada en noviembre de 2002, se efectuó nuevamente la ponderación de los costos resultantes con la distribución de transformadores por capacidad en el país, encontrando los costos que corresponden al promedio ponderado del percentil 60.

2.5.4 Propuesta

Considerando que se han efectuado los ajustes pertinentes que permiten establecer cargos máximos, contemplando el universo de la muestra, aclarando los costos AOM involucrados y manteniendo las demandas de energía para encontrar el transformador eficiente para atenderla, la Comisión estableció los siguientes cargos:

- Redes Aéreas Urbanas: 15.9675 \$/kWh de diciembre de 2001
- Redes Aéreas Rurales: 44.2585 \$/kWh de diciembre de 2001
- Redes Subterráneas: 24.9976 \$/kWh de diciembre de 2001

2.6. PRODUCTIVIDAD

2.6.1 Regulación por Incentivos RPI – X

En la regulación del precio de los servicios públicos domiciliarios existen diversos esquemas regulatorios: precios máximos (price cap), tasa de retorno (rate of return), ingresos máximos (revenue cap), etc. La escogencia de cuál aproximación seguir depende mucho de las condiciones particulares del país, de las firmas reguladas, de los sistemas actuales de control, y en últimas, del esquema que el Estado encuentre como mejor para ejercer la regulación.

En Colombia, el esquema adoptado es precios máximos. En la literatura estos esquemas son conocidos como RPI – X: al comienzo de cada periodo el regulador establece unos precios eficientes, que se actualizan con un índice de inflación (retail price index), y se descuenta un factor X que traslada a los usuarios parte de las mejoras esperadas en productividad que logran las empresas durante el periodo tarifario.

En la estimación de los precios eficientes se usan técnicas de benchmarking, las cuales permiten comparar analíticamente los resultados o actividades de una firma con aquellos de firmas similares. Estas técnicas permiten evaluar el grado relativo

de desempeño de las empresas y cuantificar el margen esperable de mejoras en su eficiencia.

Para el análisis y estimación de los precios eficientes la Comisión ha usado el método de frontera de eficiencia (Data Envelopment Analysis -DEA). Los métodos de frontera se basan en el concepto de que, dada una cierta muestra, las empresas deben ser capaces de operar en un nivel óptimo de eficiencia determinado por las empresas más eficientes de la muestra.

La frontera de eficiencia constituye la referencia con respecto a la cual se mide el desempeño de las empresas. La distancia de cada empresa a la frontera provee una medida de su (in)eficiencia. El DEA es un método no paramétrico que construye la frontera de eficiencia a partir de combinaciones lineales de las variables de las empresas más eficientes de la muestra. Es en esencia un análisis de entradas/salidas generalizado de manera rigurosa. Los modelos DEA pueden ser ajustados para que sean input – oriented o output – oriented.

El uso del Factor de Productividad en la fórmula de actualización del cargo de distribución no va en contravía del empleo de cualquier otra metodología que ajuste los costos del distribuidor a los niveles de eficiencia.

En estos términos, se aclara que un aspecto es la eficiencia en el nivel de costos (eficiencia asignativa), y otra, las mejoras en productividad que pueden lograr las firmas a partir de los costos de eficiencia (eficiencia productiva). En esta forma, la Comisión da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994 en relación con los criterios de eficiencia y el traslado a los usuarios de parte de las mejoras en productividad que alcanzan las empresas, tal y como se haría en un mercado en competencia.

Por otro lado, el factor de productividad X permite incorporar las reducciones en costos propias de cualquier empresa en cualquier sector, al precio final del bien o del servicio cuando éste es regulado. En condiciones normales de competencia, la empresa en procura de mejorar su situación competitiva, conduce los esfuerzos a reducir costos de producción y a trasladar estas reducciones a los precios de venta de sus bienes o servicios. No obstante, en un sector regulado, la competencia en precios a través del tiempo debe “simularse”.

Para la estimación del factor de productividad en la actividad de distribución de energía eléctrica, la Comisión de Regulación de Energía y Gas contrató a la Universidad EAFIT

Tanto en la estimación de los costos eficientes como en el factor de productividad, el Consultor y la Comisión usaron la información reportada por las propias empresas. Aunque se observaron algunas inconsistencias particulares en la información, no se encontró un mecanismo más razonable que el de utilizar la propia información reportada, cuya responsabilidad recae en las empresas.

Algunos agentes advirtieron que las estimaciones de productividad son históricas y no es posible garantizar que en el siguiente periodo tarifario las firmas logren las mismas productividades. En este tema, el Consultor y la Comisión resaltan que se usaron diversas metodologías y modelos para evaluar el potencial de mejoras en productividad, y que los resultados constituyen una muy buena aproximación de lo que pueden lograr las empresas para el siguiente periodo.

A continuación se resume la aproximación metodológica usada por el consultor:

En la literatura económica se encuentran diferentes aproximaciones metodológicas para hacer análisis de productividad. Está la metodología es derivada de Solow y su medida de la productividad, la tradición de los números índices, el “Data Envelopment Análisis” (DEA); y las fronteras estocásticas.

EAFIT, partiendo de las dos primeras metodologías, construyó un modelo de productividad general para la economía colombiana, en el período 1992 – 1999, en el que se estima una medida de la productividad (mediante índices de Torqvist) y variables relacionadas con el proceso productivo, con la dinámica del sector, y con la exposición a la competencia. Una vez construido el modelo, éste se aplicó – con información del año 2001 – a la actividad de distribución de energía eléctrica.

Para verificar la consistencia de los resultados obtenidos en el modelo de productividad, el consultor realizó dos ejercicios adicionales. En el primero, a partir del análisis DEA calculó un índice de productividad de Malmquist, y en el segundo, estimó un modelo de fronteras estocásticas.

La hipótesis básica en el modelo de productividad fue la siguiente: las presiones competitivas y el afán de obtener ganancias por parte de las empresas, lleva a éstas a desarrollar incesantemente su potencial de crecimiento de la productividad. Ello se refleja en reducciones de costo que, o bien se transmiten al precio (cuando el entorno competitivo así lo determina), o bien permiten un incremento en el margen de ganancia (cuando existen barreras de entrada a nuevos competidores, y limitaciones a la competencia).

El potencial de crecimiento de la productividad depende, por su parte, de las características técnicas del proceso productivo (intensidad factorial, por ejemplo); de la dinámica del sector (su crecimiento relativo); y de las condiciones de competencia imperantes en el sector (concentración del sector, exposición de la competencia externa, etc).

2.6.2 Modelo

La forma general del modelo es:

$$DTFP = Co + C1DYYPIB + C2MK + C3NK + C4CPI$$

donde:

DTFP:	Variación de productividad, índice de Torqvist.
DYYPIB:	Diferencial del crecimiento del sector respecto al crecimiento del PIB.
MK:	Relación insumos intermedios – capital del sector.
NK:	Relación mano de obra – capital del sector.
CPI:	Índice de penetración de las importaciones, en el sector.

Explicación de cada uno de los parámetros:

Crecimiento diferencial de la producción industrial frente al promedio de la economía DYYPIB. Teniendo en cuenta que el crecimiento de la demanda del sector eléctrico es prácticamente el de la economía, se considera el crecimiento diferencial de cero para el sector electricidad.

Relación Personal-Capital NK. La relación personal/capital se obtiene del cociente entre el número de empleados y el valor de activos obtenidos del PUC y desagregados por la CREG entre las actividades de comercialización y distribución. De los activos de distribución se descuenta el concepto de terrenos (código PUC 1605). Se convierte a precios de 1994 deflactando el valor por el precio implícito de la formación bruta de capital de Cuentas Nacionales. Las unidades son número de empleados por 1,000 col\$ de 1994. El número de empleados proviene de la información de administración obtenida del SIVICO.

La relación compras intermedias/capital MK se estima como la relación entre los costos de administración diferentes de personal y el valor de activos, descontando de este último los valores de terrenos en el caso de distribución (código PUC 1605) y deflactando por el precio implícito de la formación bruta de capital de Cuentas Nacionales. El valor de administración diferente de personal se obtiene del PUC. Este valor se deflacta por el crecimiento del índice IPP de insumos intermedios (2.2055), para ponerlo en la misma base de estimación del modelo. Los valores obtenidos son el promedio de los valores obtenidos para cada empresa del sector.

Coeficiente de penetración de importaciones CPI. Este valor sería igual al de la economía si se desea simular competencia, que para el año 1998 fue de 30%.

El modelo econométrico estimado es el siguiente:

$$DTFP = 0.083 + (0.2701)DYYPIB - (0.0031)MK + (46.57)NK + (0.0174)CPI$$

La aplicación del modelo arrojó los siguientes resultados:

Cuadro No. 2.6-1
Aplicación del Modelo Productividad

		Distribución	Comercialización
		Electricidad	Electricidad
ECUACIÓN 1		1.87%	1.27%
Constante	0.0188	1	1
DYY	0.3	0	0
MK	-0.0024	0.05033	2.55544
ECUACION 2		1.61%	1.33%
Constante	0.016	1	1
DYY	0.3019	0	0
MK	-0.0029	0.05033	2.55544
NK	25.56	8.31498E-06	0.000183038
ECUACION 3		0.85%	0.89%
Constante	0.0083	1	1
DYYPIB	0.2701	0	0
MK	-0.0031	0.05033	2.55544
NK	46.57	8.3150E-06	0.000183038
CPI	0.0174	0	0

La aplicación de los dos ejercicios adicionales en la distribución de energía eléctrica mostró cambios de productividad bajos e incluso negativos. Con el análisis DEA y los Índices de Malmquist para un total de 8 empresas, se encontró en el período 1997 – 2001 una variación en la productividad total de -2.1% . Sin embargo, el mismo análisis para 23 empresas del sector para el período 2000 – 2001 mostró una productividad total de 1.4% .

Por otro lado, la estimación de las productividades para el período 1997 – 2001 usando la aproximación de fronteras estocásticas mostró un incremento en la productividad de 0.7%.

2.6.3 Recomendación

En razón a que los ejercicios para verificar la consistencia de los resultados en el modelo de productividad estimado, muestran resultados diferentes y no concluyentes, se recomienda escoger como factor de productividad el 50% del rango más bajo encontrado.

En estos términos, el potencial de mejora en productividad que pueden lograr las empresas de distribución de energía eléctrica en el siguiente período tarifario es 0.85% anual, y el factor X que se incorpora en la fórmula tarifaria 0.42%.

Este factor se aplicará a partir del año 2004.

2.7. VALORACION DE ACTIVOS ELÉCTRICOS Y NO ELÉCTRICOS

Este capítulo resume los principios que se siguieron para definir y clasificar las unidades constructivas y su valoración, para ser utilizadas en la estimación del costo de reposición a nuevo de los activos de cada empresa que servirá para estimar el costo anual equivalente incluido en la tarifa. Dado el cambio radical entre las unidades constructivas definidas en esta oportunidad frente a las contenidas en la resolución 155 de 1997, la Comisión decidió ampliar el plazo que estipulaba la obligación de las empresas para enviar la información a más tardar el 30 de junio de 2002, a fin de permitir el reporte adecuado de la nueva clasificación de activos a ser usada en el nuevo período tarifario.

En general esta nueva clasificación de unidades constructivas es más detallada y permite una valoración mucho más cercana a la realidad de los activos que poseen las empresas. El estudio que contiene los análisis, así como los elementos considerados en las diferentes unidades y su valoración está consignado en el documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” de diciembre de 2002.

2.7.1 Valoración de Activos Eléctricos

Para el periodo 1998-2002, el cálculo de los cargos se realizó con base en los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas -UC- que reportaron los Operadores de Red. La Comisión, sin embargo, estableció una cota a estos valores, los cuales fueron publicados en la Resolución CREG 155 de 1997 como Costos Máximos de Reposición a Nuevo que se tendrían en cuenta en la valoración de activos para determinar los cargos de distribución de cada OR.

De acuerdo con esto, los Costos Unitarios de las UC que presentaron los OR que superaron los Costos Máximos de Reposición establecidos en la Resolución CREG 155 de 1997, se acotaron a los valores establecidos en la anterior resolución.

Para el periodo 2003-2007, el cálculo de los cargos se continuará haciendo con base en los Costos Unitarios y en las UC que establezca la CREG. La información detallada de las Unidades Constructivas y sus Costos Unitarios se encuentran en el Documento titulado “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” de diciembre de 2002.

El proceso para determinar las UC y sus Costos Unitarios se inició con el encargo que le hizo la CREG al Consejo Nacional de Operación para que le presentara una propuesta sobre “Unidades Constructivas y Costos Unitarios” aplicables a los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. El trabajo encomendado al CNO fue realizado por el Comité de Distribución de dicho organismo, denominado de aquí en adelante, como el “Comité del CNO”.

Las UC propuestas se pueden separar en tres grupos, Subestaciones, Líneas, y Equipos de Red. No se incluyeron las UC asociadas con el Nivel de Tensión 1, porque estas fueron objeto de un estudio particular que contrató la Comisión y de otra metodología de valoración de activos.

De acuerdo con los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 080 de 2000, cuando un usuario en el Nivel de Tensión 1 (inferior a 1 kV) se alimenta a través de activos del distribuidor en dicho nivel, deberá pagar un cargo de uso del Nivel de Tensión 1 al OR o al propietarios de los activos correspondiente, mientras que si dichos activos son de su propiedad, quedará exento de pagar este cargo y solo reconocerá el mantenimiento. La Comisión determinó la metodología para determinar el cargo máximo que el OR puede aplicar en el Nivel de Tensión 1, en función de la estructura del Urbano/Rural que atiende.

2.7.2 Metodología

La metodología general adoptada por la CREG es la siguiente:

Costo Unitario de UC = Factor de Instalación * Costo FOB (Free on Board) de la UC

Los pasos que sigue la metodología son:

- Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.
- Determinación del costo FOB de la UC correspondiente.
- Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC.
- Obtención del Costo Unitario de cada UC, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente.

2.7.3 Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.

Como criterio fundamental en la definición de las UC, el Comité consideró que los elementos que las conforman deberían cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG, en forma independiente de la conformación actual de las UC existentes en cada sistema de distribución. De esta manera, es claro, que cada Operador de Red -OR- debe adquirir e instalar los elementos faltantes de las UC adoptadas que no posean, para así ajustarse a los requisitos de calidad establecidos en la regulación.

Con este criterio queda claro, para el futuro, que no hay lugar a reclamos por parte de los OR cuando la CREG señale nuevos requisitos relacionados con la Calidad del Servicio. En el pasado, cuando se estableció que los OR debían contar con un relé de recierre (función ANSI 79), algunos OR manifestaron que estas correspondían a nuevas exigencias de la CREG, que debían remunerarse por separado.

Adicionalmente es clara la responsabilidad del OR de clasificar las UC en las definidas por la Comisión, de tal manera que los equipos o sus conjuntos queden clasificados en la UC que más se les asemeje, de forma tal que una clasificación arbitraria no conduzca a una sobrevaloración de los mismos.

Se presentan a continuación las distintas clases genéricas de las Unidades Constructivas relacionadas con las subestaciones que definió el Comité:

Módulo común. El módulo común comprende los equipos y obras civiles que sirven a una subestación, y que son utilizados por el resto de bahías de la subestación. La idea de definir este módulo surge por motivos de simplicidad al momento de costear las bahías, dado que en la metodología actual, los costos asociados con este módulo se prorrateaban entre las distintas clases de UC de la subestación. El "Módulo común" se conforma de los siguientes ítem:

Equipos. Compuestos por concentrador de señales, sistema de gestión de protecciones y sistema de comunicaciones propios de la subestación; materiales de malla de tierra y los equipos para los servicios auxiliares. Se eliminó de este conjunto de equipos el Sistema de Control de la Subestación, que la CREG estableció como una UC independiente, por los criterios expuestos anteriormente.

Infraestructura civil: Compuesta de la adecuación del terreno, drenajes, alcantarillado, barreras de protección, la malla de puesta a tierra, las vías internas y de acceso, mallas de cerramiento, filtros, drenajes, trampa de aceite, infraestructura contraincendio, pozo séptico y de agua, alumbrado del patio, cárcamos comunes y el edificio de control. En los costos de la obra civil se incluyen los correspondientes al manejo ambiental.

El Comité del CNO adoptó el mismo criterio propuesto por el CAPT para el STN en relación con los dos tipos de módulos comunes posibles: Tipo 1, para subestaciones hasta con 6 bahías y el Tipo 2, para subestaciones con más de 6 bahías.

Es importante señalar que solamente se considera un solo módulo común por subestación, el cual se asigna a la configuración requerida para el nivel de tensión superior existente en ella.

Bahía de línea. Comprende los equipos correspondientes a la conexión de una línea a una subestación, los cuales a su vez dependen de su configuración. Hacen parte de la bahía de línea el pórtico correspondiente; el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos y el cableado requerido para esto

equipos. Las obras civiles corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control, asociadas específicamente con la bahía.

Bahía de transformador. Comprende los equipos correspondientes a la conexión del transformador a la subestación, los cuales a su vez dependen de su configuración. Hacen parte de la bahía de transformador el pórtico correspondiente, el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos. Y el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, incluyendo posos de aceite y sistema antiincendio, así como los cárcamos de control.

Bahías de maniobra. Corresponde a las bahías de acople, seccionamiento o transferencia, conformadas por los equipos correspondientes, su pórtico, el gabinete de control medida y protección y la unidad de adquisición de datos del campo. Incluye el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control.

Módulo de medida y auxiliares. Comprende la celda del Nivel de Tensión 2 que tiene incorporados los elementos para la realización de la medida y protección y/o para la conexión del transformador de servicios auxiliares de la subestación. Este módulo aplica sólo a las subestaciones tipo Metalclad en el Nivel de Tensión 2.

Módulo de barraje. Comprende el barraje con sus pórticos, accesorios de conexión de alta tensión, transformadores de potencial, todo esto con su cableado y obras civiles asociadas, como son las fundaciones de los pórticos y equipos. (La protección diferencial de barras, antes considerada como parte de este módulo, se consideró como una UC independiente).

Diferencial de barras. Comprende la protección diferencial de barras con su correspondiente cableado. Se trata como una UC de acuerdo con lo establecido por la Comisión.

Ducto de barras o cables de llegada. Comprende el ducto de barras o el juego de cables de potencia con sus terminales que alimentan las celdas del Nivel de Tensión 2 desde el transformador de potencia.

2.7.4 Unidades Constructivas de Conexión al STN.

Las UC a las que se hace referencia en este numeral, son las bahías de transformador del lado de alta tensión de los transformadores de conexión al STN y la Bahía de Transformador del lado de baja a cualquier nivel de tensión. Para las bahías del lado de alta se adoptaron las mismas UC definidas para el STN, en la resolución CREG 026/99, es decir, su misma composición, valoración y áreas

aprobada por la CREG. En el Anexo No.1 del documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” se presentan estas UC, incluida la UC propuesta por Codensa, “Modulo de Transformador Doble Barra encapsulado”, que no había sido definida con anterioridad.

2.7.4.1 Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 4

Las UC de subestación para el Nivel de Tensión 4 se establecen para los dos tipos de tecnologías existentes, que se definen a continuación:

Convencional. Es la subestación conformada por equipos convencionales con aislamiento al aire, montados sobre estructuras.

Encapsulada. Es la subestación conformada por equipos encapsulados en forma metálica, con aislamiento en gas hexafluoruro de azufre, SF₆.

Configuraciones en tecnología Convencional

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Doble barra con by-pass.
- Barra principal y transferencia.
- Interruptor y medio.
- Anillo.

Configuraciones en tecnología Encapsulada

- Barra sencilla.
- Doble barra.

Las clases de UC de subestación para el Nivel de Tensión 4, que se establecen para cada una de las configuraciones anteriores, son:

- Módulo común
- Módulo de Barraje
- Bahía de línea.
- Bahía de transformador.
- Bahía de Maniobra (acople, seccionamiento, transferencia)

Para conectar los equipos de compensación al barraje de una subestación, en el STN se definió la UC “Bahía de Compensación”. El Comité del CNO propuso, para el caso de los sistemas de distribución, que esta UC se trate como una “Bahía de línea” de acuerdo con su respectiva configuración, dado que los equipos son los mismos. De esta forma, las bahías para conectar equipos de compensación se considerarán y remunerarán como una bahía de línea de la respectiva configuración.

2.7.4.2 Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 3

Al igual que en el Nivel de Tensión 4, en este nivel se tienen las dos mismas tecnologías de subestaciones: Convencionales y Encapsuladas. Para este nivel de tensión el Comité del CNO propuso considerar, en forma adicional, los siguientes tipos de subestaciones que se definen a continuación:

Metalclad. Subestación con equipos de tipo convencional instalados en una celda metálica compartimentada. Se recurre a esta tecnología para alojar equipos dentro de edificios, en zonas con alta contaminación o humedad.

Convencional reducida. Subestación con equipos de especificaciones técnicas inferiores en la conformación de los campos, fundamentalmente en el tipo de montaje de los equipos y en los sistemas de control y protección y, además, en el edificio de control.

Reducida. Subestación con equipos convencionales que poseen una mínima cantidad de equipos y protecciones, generalmente con mínimas comunicaciones. Se utilizan normalmente en áreas rurales y en aquellas de baja capacidad.

Configuraciones en tecnología Convencional

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Barra principal y transferencia.

Configuraciones en tecnología Encapsulada

- Barra sencilla.
- Doble barra.

Las clases de UC de subestación para el Nivel de Tensión 3, que se establecen para cada una de las configuraciones anteriores, son:

- Módulo común
- Módulo de Barraje.
- Bahía de línea.
- Bahía de transformador.
- Bahías de Acople o Seccionamiento

Para las subestaciones Convencional Reducida y Reducida, el Comité del CNO propuso una bahía de Transformador o Línea, que contiene todos los equipos pertenecientes a estas dos Bahías, ya que en estos tipos de subestaciones no hay una clara distinción entre sus componentes.

Para las subestaciones tipo Convencional Reducida, el Comité del CNO consideró la bahía de transformador o línea, Tipo 1, como aquella que tiene reconectador y, el Tipo 2, como aquella que no posee elemento de corte en condiciones de carga y de recierre en condiciones de corto circuito (interruptor o reconectador).

Al igual que en el Nivel de Tensión 3, el Comité del CNO propone que las bahías de conexión de equipos de compensación al barraje se traten como una bahía de línea o transformador, de acuerdo con su respectiva configuración.

2.7.4.3 Unidades Constructivas subestaciones del Nivel de Tensión 2

Para el Nivel de Tensión 2, el Comité del CNO propuso considerar los siguientes tipos de subestaciones:

Metalclad o celda. Subestación con equipos convencionales instalados en celda metálica compartimentada, para montaje tipo interior.

Reducida. Subestación con equipos convencionales que poseen una mínima cantidad de equipos y protecciones. Se utilizan normalmente en áreas rurales y en aquellas de baja capacidad.

El Comité del CNO propuso considerar para el Nivel de Tensión 2 las siguientes configuraciones para subestaciones convencionales:

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Barra principal y transferencia. (aplica sólo a subestaciones convencionales)

Se identifican las siguientes UC para cada configuración y tipo de subestación:

- Bahía de línea o circuito.
- Bahía de transformador.
- Módulo de maniobra.
- Módulo de medida y auxiliares.
- Diferencial de barras.
- Ducto de barras o cables llegada. (se aplica solo a las S/E metalclad).

Al igual que en los niveles de tensión 4 y 3, el Comité del CNO propuso que las bahías de conexión de equipos de compensación al barraje, se traten como una bahía de línea o transformador, de acuerdo con su respectiva configuración.

2.7.4.4 Unidades Constructivas de Líneas del Nivel de Tensión 4

Para el caso especial de las líneas del Nivel de Tensión 4, el Comité del CNO propuso adoptar la misma metodología establecida en la Resolución CREG 026 de 1999 para el cálculo de las Unidades Constructivas de líneas a 220 kV.

La UC para las líneas del Nivel de Tensión 4 es el “km de línea”

Para clasificar las Unidades Constructivas, “km línea” del Nivel de Tensión 4 el Comité del CNO propuso los siguientes parámetros de clasificación:

- Ubicación: urbano y rural.
- Tipo de circuito: sencillo y doble.
- Tipo de estructura: celosía, poste metálico y poste de concreto.
- Calibre del conductor: 927 MCM AAAC, 795 MCM ACSR y 336.4 MCM ACSR
- Tipo de línea: aérea y subterránea.

Para efectos de asimilar las líneas existentes a los parámetros propuesto por el Comité del CNO, la Comisión estableció dos tipos de conductores: Tipo 1, menor a 600 MCM y Tipo 2, mayor o igual a 600 MCM, esto, sin diferenciar el tipo de material del conductor (ACSR, AAAC, ACAR, AAC, etc). Para efectos de valorar las UC, el conductor Tipo 1 corresponde a un calibre de 336 MCM, mientras que el conductor Tipo 2 corresponde a un calibre 795 MCM. Estos elementos se valoran con los precios reportados por el Comité del CNO para el material tipo ACSR.

En relación con las líneas subterráneas, el Comité del CNO propuso valorarlas con base en el costo total instalado reportado por ELECTROCOSTA ante la imposibilidad de disponer de valores recientes por parte de otros OR que tienen de este tipo de líneas.

El costo final que propuso el Comité del CNO para la UC “km de línea subterránea” es de 1,733,000 US\$/km. Un estimativo grueso realizado por un consultor perteneciente a una compañía especializada en el diseño de líneas subterráneas, estimó que este costo en los EEUU sería de 1,250,000 US\$/km, considerando una línea montada en un banco de ductos de 6” y con una capacidad de transporte de 180 MVA. Si se considera que el costo de la mano de obra y las obras civiles es mayor en Estados Unidos que en Colombia, es de esperarse, que el costo a reconocer por esta UC sea inferior al suministrado por ELECTROCOSTA.

El costo reconocido en los cargos vigentes para esta UC en diciembre de 1996 fue de 1,008 millones de pesos por km, que en dólares de hoy representa 1,117,000 US\$/km. Con base en lo anterior la Comisión mantendrá el valor actualmente aceptado.

2.7.4.5 Unidades Constructivas Líneas del Nivel de Tensión 3 y del Nivel de Tensión 2

Después de evaluar las diferentes variables que intervienen en la construcción de líneas de los niveles de tensión 2 y 3, el Comité del CNO aplicó los siguientes criterios para reducir el número de UC:

- Unificar calibres de conductores para cada nivel de tensión en redes aéreas.
- Tomar conductores estandarizados para redes aéreas así:
 - N° 2 AWG (calibre mínimo)
 - N° 1/0 AWG
 - N° 2/0 AWG
 - N° 266.8 kCM
 - N° 366.8 kCM y superiores
- Unificar en una misma UC los diferentes tipos de aislamiento en redes aéreas.
- Unificar en una misma UC redes construidas en varios hilos.
- Unificar en una misma UC las redes construidas en conductores con diferentes materiales, excepto las de cobre.
- Unificar en una misma UC las redes construidas en similares niveles de tensión.
- Unificar tensiones por nivel de tensión. (ej. mismo costo 34.5 kV que 44 kV)

No hubo un acuerdo entre los OR participantes del Comité del CNO en relación con los elementos constitutivos de las UC de líneas en los niveles de tensión 3 y 2, dadas las grandes variaciones encontradas en las cantidades de los elementos componentes de cada una de ellas. Por el motivo anterior, la propuesta del Comité del CNO fue la de presentar un costo unitario nacional (CUN) de cada UC, calculado con base en el promedio de costos de la UC, valorada con los precios de mercado reportados por cada OR, sin unificar cantidades de elementos.

Dado que el Comité del CNO no presentó la información relacionada con los elementos que conforman las unidades “km de red” en los niveles de tensión 3 y 2, la Comisión realizó esta labor, para lo cual configuró unas líneas típicas y estimó las cantidades de obra correspondientes. Del trabajo realizado por el Comité del CNO para estas unidades, solamente se analizaron en detalle los factores de instalación.

En forma adicional a las simplificaciones realizadas por el Comité del CNO, la CREG consideró conveniente eliminar la variable terreno plano y terreno montañoso,

primero porque esta es una definición subjetiva, no fácil de establecer en muchos casos, y sobre todo, difícil de comprobar en la práctica.

Igualmente, otra simplificación importante que la Comisión consideró conveniente realizar, de la misma forma como se planteó en el Nivel de Tensión 4, fue la de considerar solamente dos tipos de conductores: Tipo 1, menor al 3/0 AWG y Tipo 2, mayor o igual al 3/0 AWG, esto, sin diferenciar el tipo de material del conductor (ACSR, AAAC, ACAR, AAC, etc), igual como había concluido el Comité del CNO. Para efectos de valorar las UC, el conductor Tipo 1 se valora con el precio de un calibre 1/0 AWG, mientras que el conductor Tipo 2, se valora con el precio de un calibre 266.8 MCM. Los precios de los conductores corresponden a los reportados por el Comité del CNO para el material tipo ACSR.

Para el caso del Nivel de Tensión 2, la CREG consideró que la variable número de hilos debía mantenerse, es decir, se valoraron con distintos precios las líneas de 4 hilos de las de tres hilos. Igualmente se establecieron diferencias en costo entre fases y neutro.

En el caso de las líneas subterráneas, la CREG mantuvo la UC “km de red subterránea”, en la cual se incluye el cable, la canalización y las cámaras. El Comité del CNO propuso considerar dos tipos de canalizaciones, diámetros de 4” y 6”, dado que hay cables tripolares que requieren ductos de mayor tamaño. La Comisión decidió valorar la UC “km de red subterránea” con canalizaciones de 4” y cables monopolares, considerando la UC en función del calibre del cable monopolar, que es el elemento de mayor costo.

En las redes subterráneas, la valoración de un circuito trifásico se realiza con una canalización de 6 ductos, por lo tanto, para valorar los circuitos dobles, al costo del circuito sencillo se le añade el costo del cable y los accesorios.

2.7.4.5 Unidad Constructiva: Transformadores de Potencia.

Las UC de transformación se clasifican en dos grupos básicos: Transformadores de Conexión al STN y Transformadores embebidos en los STR y/o SDL.

En el primer grupo, de acuerdo con los tipos de equipos conectados al STN, las UC se pueden dividir en dos clases:

- 1) Transformadores trifásicos
- 2) Bancos de autotransformadores monofásicos

En el segundo grupo, de acuerdo con los índices de costos propuestos por el Comité del CNO, las UC se pueden dividir también en dos clases:

- 1) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 4 (serie 115 kV)

2) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 3 (serie 36 kV)

El Comité del CNO no presentó propuestas para tratar los transformadores tridevanados como una UC adicional, y por lo tanto, estos se asimilan a los transformadores de dos devanados. Esto coincide con la información obtenida de los fabricantes, en donde se aclaró que no hay una incidencia importante en el costo del transformador por tener 3 devanados.

El Comité del CNO propuso unos índices, expresados en US\$/kVA, para valorar los transformadores de potencia, los cuales se establecen para los rangos de capacidad en MVA que se presentan a continuación, los cuales están basados en los datos informados por los OR.

2.7.5 Transformadores de Conexión al STN

Rango de Capacidad	
(MVA)	(MVA)
0	30
30	60
60	240

En esta propuesta del Comité del CNO, los índices de costo (US\$/kVA) se aplicarían por igual a transformadores trifásicos o a bancos de autotransformadores monofásicos. Con respecto a los transformadores monofásicos se debe tener en cuenta que su extracosto sólo se justifica por decisiones de la empresa relacionadas con limitaciones de transporte, que sólo son importantes en transformadores de más de 150 MVA, y por políticas de repuestos del OR.

Unidades Constructivas: Transformadores embebidos en STR y SDL con el lado alta en el Nivel de Tensión 4

Rango de Capacidad	
(MVA)	(MVA)
0	30
30	60
60	240

Unidades constructivas: Transformadores embebidos en STR y SDL con el lado alta en el Nivel de Tensión 3

Rango de Capacidad	
(MVA)	(MVA)
0	5
5	15
15	240

La Comisión creó UC diferentes para transformadores trifásicos y bancos de autotransformadores monofásicos. La información obtenida de los fabricantes permitió obtener los índices requeridos para cada caso.

Dentro de las UC de transformadores, el Comité del CNO presentó la correspondiente a “transformadores de aterrizamiento”. Para esta UC particular, la Comisión acogió el valor propuesto por el Comité del CNO, pero estableció que los transformadores de puesta a tierra con capacidades nominales menores a 300 kVA hacen parte de los servicios auxiliares, aquellos con capacidades entre 300 kVA y 4000 kVA presentan un costo igual al doble del costo de un transformador de esa capacidad, con lo cual se agrega el costo de la resistencia de puesta a tierra y aquellos con capacidades superiores, se reconocen al valor establecido en la unidad constructiva transformadores de aterrizamiento”.

Los rangos de capacidad propuestos por el Comité del CNO desconocen las economías de escala que se presentan en los transformadores de potencia, ya que en la medida en que estos aumentan su tamaño los índices en US\$/kVA disminuyen en la medida que crece el tamaño del transformador, por lo que la Comisión consideró conveniente definir estas UC en función de rangos de capacidad con mayores pasos a los propuestos por el Comité del CNO, para lo cual hizo varias solicitudes a fabricantes internacionales.

A manera de ejemplo, en la gráfica siguiente se aprecian, para la serie 115 kV, los índices en US\$/kVA para dos fabricantes, comparados con los índices presentados por el Comité del CNO.

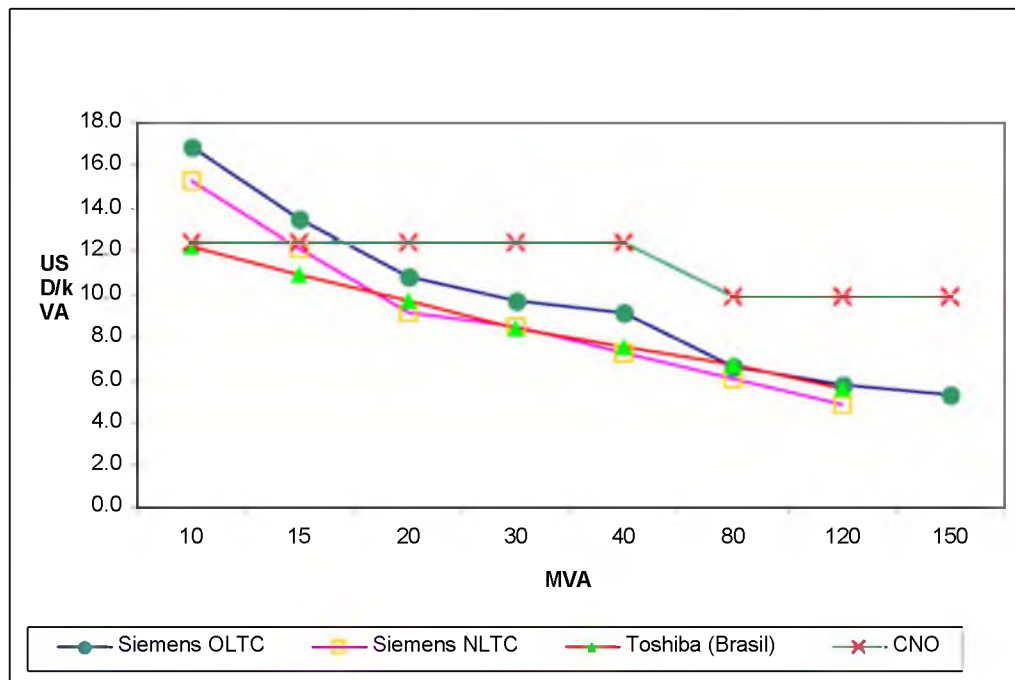


Figura 2.7-1 Transformadores de Potencia serie 115 kV

2.7.5.1 Unidad Constructiva: Compensación reactiva

La información que presenta el Comité del CNO está basada en los valores reportados por los OR que participaron en el estudio. Se presentan compensaciones para tres niveles de tensión 4, 3 y 2.

Las UC se pueden clasificar en tres grupos:

- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 4
- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 3
- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 2

El Comité del CNO presentó la siguiente información:

Nivel de Tensión 4, costo asociado con una capacidad de 40 Mvar

Nivel de Tensión 3, costo asociado con las siguientes capacidades (Mvar): 30, 12, 7, 6, 4 y 3

Nivel de Tensión 2, costo asociado con las siguientes capacidades (Mvar): 7, 6, 4, 3, 1.2 y 0.6

La CREG consideró conveniente adoptar las UC para los tres grupos propuestos por el Comité del CNO, considerando dentro del costo de estas unidades, todos los elementos requeridos para su instalación y protección, tales como los “racks” de montaje, sistemas de protección de desbalance (transformadores de corriente, relés de desbalance del neutro), reactores de amortiguamiento, seccionadores, fusibles, etc. Las bahías de conexión de estos elementos a la red, no se consideran en el costo de estas unidades, ya que éstas se remuneran con la UC “bahía de compensación” asimiladas al costo de las bahías de línea, como se mencionó anteriormente.

La información de Costos Índices en US\$/kvar para los tres grupos, en función de la capacidad que obtuvo la CREG se presenta en el Anexo 3 de la resolución que contiene la metodología de remuneración de la actividad de distribución.

2.7.6 Unidades Constructivas: Equipos en el Nivel de Tensión 3 y Nivel de Tensión 2

Las UC asociadas con los equipos de las redes de distribución están conformadas por los equipos en sí mismos, sus elementos de control y protección y demás accesorios requeridos para su instalación y conexión a las redes. Estos equipos no fueron considerados dentro de las UC de subestaciones y líneas. Estas unidades se requieren para la adecuada operación de las redes o continuarán siendo consideradas en la estimación de los niveles de calidad exigidos en la regulación, razón por la cual se consideran de manera explícita dentro de la remuneración eficiente.

Dentro de estos equipos la CREG consideró además los equipos de medida que le fueron exigidos a los OR, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997.

En el Anexo No.1 del documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” se presentan las UC de Equipos de Red para los niveles de tensión 3 y 2.

2.7.7 Unidades Constructivas: Supervisión y Control

En la normatividad contenida en la Resolución CREG 099 de 1997, se reconocía una remuneración del 50% del costo de los centros de control de distribución local que estaba previsto desmontar para el período tarifario que nos ocupa. Sin embargo, en virtud de las condiciones de calidad esperadas, en especial en relación con la calidad de la potencia y la continuidad del servicio, y que se asocian con la remuneración que se haga de los activos de distribución en el nuevo período tarifario, se consideró conveniente remunerar estos centros de control.

En la Resolución CREG 080 de 1999 se asignó a los Transmisores Nacionales y a los Operadores de Red la obligación de controlar y supervisar los equipos de su propiedad. En caso de que los propietarios no cumplan con esta obligación, el CND quedó facultado para colocar a cuenta de los Transmisores Nacionales y a los Operadores de Red, los equipos de control que necesite para supervisar y controlar los activos del SIN requeridos para la operación segura y confiable del sistema.

Por la razón anterior, dentro de todas las UC de equipos de subestación en los niveles de tensión 4, 3 y 2, el Comité del CNO incluyó el elemento técnico “ Unidades de adquisición de datos”, las cuales adicionalmente se vincularán con el tema de la calidad que expida la Comisión en normas posteriores.

Para el presente periodo tarifario se convino dar la señal para que los OR sistematicen la operación de sus sistemas, lo cual se traduce en una mayor confiabilidad y calidad en el servicio al usuario, y se optó por aceptar las UC de Centros de Control propuestas por el Comité del CNO, con los precios que fijó la Comisión.

En la lista de estos centros de control, se colocaron la UC que tienen que ver con la medida de los indicadores DES y FES y con el registro de la Calidad de la Potencia. Estas UC no están relacionadas con los sistemas de información que requieren las empresas para el manejo del tema de la calidad, cómo al parecer fue entendido por varios OR, por el simple hecho de haber colocado estas UC dentro de las relacionadas con los centros de control, los cuales son considerados dentro de los costos AOM de las empresas.

2.7.8 Proceso de Revisión de las UC propuestas

Se presentan a continuación algunos criterios que se examinaron en este proceso de establecer las UC.

Al igual que en el caso del STN, el Comité del CNO propuso las UC “ Módulo Común” para remunerar los equipos comunes de las subestaciones. Mantuvo la figura de reconocer un Módulo Común Tipo 1 para subestaciones hasta con 6 bahías o módulos y uno Tipo 2 para subestaciones con más de 6 bahías. A diferencia del STN, el Comité del CNO separó varios de los elementos del módulo común y propuso la UC “Módulo de Barraje”.

La Comisión encontró que los argumentos expuestos por el Comité del CNO para considerar esta nueva UC eran válidos y aceptó incluirla. Sin embargo, excluyó de dicha UC la protección diferencial de barras. Cabe anotar que esta protección es un elemento costoso que no se tiene en gran número de subestaciones, y de aceptarlo, se elevaría el costo de esta unidad en forma indebida. Para este fin la CREG estableció la UC “ Protección diferencial de barras”, de esta forma, quien la tenga, recibe la remuneración correspondiente.

En este mismo orden de ideas, y con el mismo argumento, se separó de la UC “Módulo Común”, lo que el Comité del CNO denominó “Sistema de Control de la Subestación”. El costo inicial propuesto para este sistema era de 176,000 US\$ y no se habían presentado los detalles de los elementos que lo conformaban. Por esta razón se solicitó al Comité del CNO que presentara los elementos que conformaban esta UC y los costos de los elementos correspondientes. Así procedió el Comité del CNO, que además, reconsideró el costo propuesto inicialmente, y presentó un nuevo costo de 83,000 US\$.

Para el caso de las UC de líneas de transmisión del Nivel de Tensión 4, el Comité del CNO propuso un factor de instalación único, que se aplica indistintamente a líneas con estructuras metálicas que a líneas con estructuras de concreto. Para el primer caso, como se utilizan precios internacionales para el costo del acero, el factor DDP se aplica en forma completa (1.44), mientras que para el segundo, líneas con estructuras de concreto, que son de fabricación nacional, no hay porque considerar factores como transporte marítimo, fletes y seguros marítimos, aranceles, etc., lo que llevó a la Comisión a diferenciar el factor de instalación de líneas de transmisión del Nivel de Tensión 4 en función del material de las estructuras.

En el caso de las líneas de los niveles de tensión 2 y 3, el Comité del CNO no presentó la composición de las UC correspondientes, sino que propuso una serie de unidades constructivas basadas en los costos promedios presentados por los distintos OR que participaron en el estudio. Por este motivo la Comisión determinó los elementos que conforman cada una de las UC relacionadas con estas líneas, diferenciando además, en el caso del Nivel de Tensión 2, entre líneas con y sin

neutro. Por criterios de seguridad eléctrica la Comisión considera importante que las líneas de distribución del Nivel de Tensión 2 tengan el neutro.

Para el caso de las líneas subterráneas, el Comité del CNO propuso tres UC denominadas “Cámaras” “Canalizaciones” y “Cables”. La Comisión consideró que llevar estas nuevas UC en forma desagregada es una labor en la práctica difícil de realizar, y sobre todo, de verificar, por lo que mantuvo la UC anterior, es decir, “km de red subterránea”. Con base en los factores de instalación que se habían propuesto para cada una de las UC anteriores, se recalculó un factor de instalación ponderado para la UC “km de red subterránea”.

Después del proceso de revisión, la Comisión finalmente publicó en el mes de julio del año 2002, en su página web, la lista de las UC adoptadas y los elementos constitutivos de estas. Los agentes enviaron los comentarios pertinentes, y propusieron adicionalmente nuevas UC, varias de las cuales fueron acogidas por la Comisión e incorporadas en la lista.

Realizada la primera revisión de las UC, la Comisión preparó una circular dirigida a los OR en la cual se establecieron los formatos de cómo se debía reportar esta información y un documento con instrucciones para que los agentes, vía internet, reportaran el inventario a una base de datos de CREG. En una circular posterior se corrigieron algunas inconsistencias de los formatos y se dio la opción de que los OR reportaran nuevas UC que no fueran asimilables a las ya establecidas. Para tal fin, se dio la instrucción de reportar la nuevas UC indicando cuáles elementos la constituían y el factor de instalación correspondiente. En el Anexo 2 del documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” se presenta la lista de las UC nuevas que propusieron los OR, indicando cuales fueron acogidas y cuáles podían ser asimiladas a las UC propuestas por la CREG.

2.7.9 Determinación del costo FOB de la UC correspondiente

De acuerdo con la normatividad actual, los costos unitarios que se deben utilizar para calcular los cargos de distribución corresponden a los “Costos de Reposición a Nuevo” que son los que se encuentran vigentes en el mercado a la fecha del cálculo de los cargos.

El Comité del CNO determinó los costos unitarios de su propuesta con base en los precios obtenidos en las licitaciones de los OR realizadas durante los últimos cinco años, y no consideró los costos que obtuvo de fabricantes, argumentando que estos distorsionaban los costos reales, por el estado de recesión actual de la economía colombiana y en general, de la economía mundial. (jun 2000).

Esta no es la metodología establecida por la Comisión, dado que en un periodo de cinco años las variaciones de precios de mercado pueden ser muy grandes, como se puede apreciar en las gráficas que se presentan al final del presente numeral. Por otra parte, los precios reportados se deben actualizar, pues estos estaban referidos a

\$US de junio de 2000. Para tomar los precios a diciembre de 2001, la Comisión solicitó a fabricantes y proveedores, por distintos medios, los costos de los elementos que conforman las distintas UC. Igualmente, tuvo en consideración los costos reportados por fabricantes al Comité del CNO, al ser ratificados por éstos en las consultas que se adelantaron.

Infortunadamente no siempre la información sobre los precios de los elementos que suministran los fabricantes corresponde a una realidad comercial, sino que son precios de lista (de referencia), sobre los cuales se hacen descuentos importantes al momento del pedido, y que dependen a su vez, de otras variables tales como: volúmenes o cantidades pedidas, forma de pago, conocimiento del vendedor sobre el cumplimiento del cliente en el pago, capacidad financiera del cliente, etc.

Los conductores y cables para líneas de transporte de energía eléctrica y los transformadores de distribución son dos ejemplos claros que confirman la afirmación anterior. Para el primer caso, es bien conocido que los fabricantes o representantes de estos productos en el mercado nacional dan descuentos base del 40%, con descuentos adicionales, dependiendo de las variables ya citadas.

Para el segundo caso, a manera de ejemplo, uno de los fabricantes que suministró información a la CREG reportó que sobre sus precios de lista hace un descuento base del 45% más un porcentaje adicional en función de la forma de pago, por ejemplo, 14% para pago de contado. En otras palabras, con un pago de contado el comprador obtiene un descuento del 59%.

Por la razón anterior, en algunos casos, la mejor información correspondió a la reportada por los OR, que refleja los precios comerciales, dado que están basados en licitaciones. El precio averiguado en páginas web de fabricantes internacionales (ej: Southwire) y nacionales (Centelsa) para conductores desnudos muestra unos precios de lista de donde se obtienen índices alrededor de 4 US\$/kg. Este valor está muy por encima del precio comercial al cual se consigue este elemento en el mercado, y por lo tanto, es información que no puede ser utilizada en la práctica.

Hace más de dos años, los precios obtenidos por los transmisores nacionales mostraban un costo alrededor de 2.5 US\$/kg que fue el que se adoptó para el STN. Actualmente, los valores reportados por el Comité del CNO alcanzan variaciones entre 2.13 US\$/kg (336.4 MCM) y 1.79 US\$/kg (795 MCM), que son los que se adoptaron para la valoración, a pesar de que los precios deben haber disminuido, como se muestra a continuación.

En la gráfica adjunta, elaborada con información tomada de la página web del "London Metal Exchange" se puede observar como ha variado el precio del aluminio entre el 5 de enero de 1998 y el 28 de diciembre del 2001. La información reportada por el Comité del CNO corresponde a una fecha en la cual la tonelada del aluminio se cotizaba alrededor de lo 1,500 US\$/ton, mientras que hoy ese precio está alrededor de 1,300 US\$/ton.

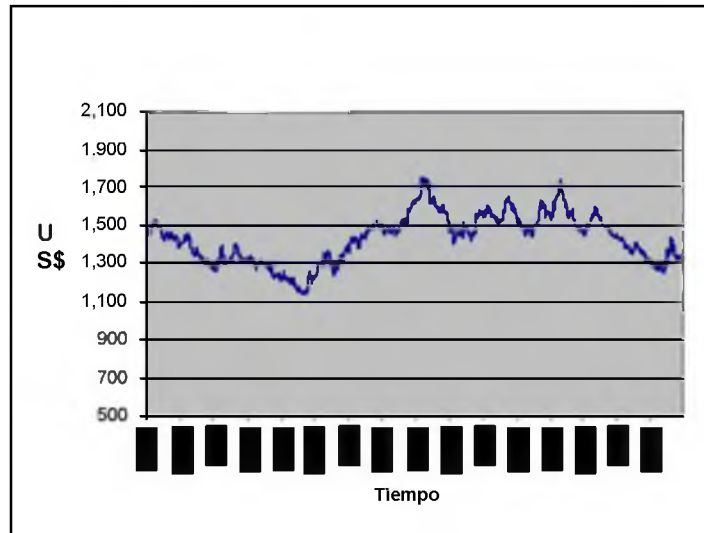


Figura 2.7-2 Precio del Aluminio

En el caso del acero galvanizado para estructuras de celosía, la información reportada por el Comité del CNO de 1,040 US\$ por tonelada no coincide con la realidad comercial actual. Si bien, cuando se establecieron los costos unitarios para el STN, el valor de la tonelada de acero estructural se reconoció a 1,409 US\$/ton, hoy en día, debido a la crisis del acero, los precios son inferiores a este valor y al propuesto por el Comité del CNO. En las páginas web se obtuvo la siguiente información para varios países en América Latina y Estados Unidos:

US\$/Ton.	País
700	Argentina
800	Brasil
865	Chile
978	Méjico
565	Spot USA
781,6	Promedio

Recientemente, ISA, para las líneas que construye en Perú obtuvo precios cercanos a los 700 dólares por tonelada (India).

Para valorar el costo de las estructuras se adoptó, como costo FOB del acero estructural, el promedio anterior de 781,6 dólares por tonelada.

El costo de los transformadores también ha tenido una reducción importante, debido a que el cobre, materia prima básica en la fabricación de transformadores, ha venido bajando de precio por tonelada hasta el punto que en el año 2001 se presentó el precio más bajo de los últimos 14 años, como se puede observar en la gráfica siguiente (fuente página web de LME.)



Figura 2.7-3 Precio del Cobre

Los costos unitarios de los elementos que conforman las distintas UC, así como el detalle de cómo esta conformada cada UC y cuáles elementos la conforman, están contenidas en el documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución”

2.7.10 Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC.

El factor de Instalación considera los siguientes componentes:

Costo FOB: Estos costos se refieren a la transferencia de la propiedad y de los riesgos de los equipos al comprador; tiene lugar en el momento de la entrega a bordo del buque o medio de transporte designado por el comprador. Se incluyen todos los egresos de origen legal propios del país de origen del bien comprado, pero no el transporte marítimo ni los seguros correspondientes.

Costo CIF (Costo, Seguro y Flete). Se aplica al equipo y/o material importado. Corresponde al costo del bien puesto en puerto Colombiano, antes de la legalización de la importación.

Costo DDP (Delivered Duty Paid). Significa que el vendedor ha cumplido su obligación de entregar la mercancía cuando ha sido puesta a disposición del comprador, en el lugar convenido del país de importación. El vendedor ha de asumir todos los riesgos y gastos relacionados con llevar la mercancía hasta ese lugar incluidos los derechos, impuestos y demás cargos oficiales exigibles a la importación, así como los gastos y riesgos de llevar a cabo las formalidades aduaneras.

Costos Directos: Son los costos requeridos para montar, probar y poner en operación las UC, incluidas las obras civiles asociadas. En el caso de líneas de transporte de energía, las obras civiles, el montaje, pruebas y puesta en marcha, se presenta en un solo componente de costo. Se incluyen dentro del costo directo los repuestos básicos que deben mantenerse en stock para garantizar la calidad del servicio de las UC, el costo de la gestión ambiental y, por último, el costo de las servidumbres, que aplica solamente al caso de las líneas de transmisión.

Costos Indirectos: Son los costos asociados con la ingeniería y administración e incluyen: costo del diseño, costo de la interventoría y el costo de administración. En las UC del STN, dentro de los costos indirectos se reconocieron los costos financieros, que corresponden a los intereses durante la construcción y puesta en operación de la UC. Para el caso de los OR este costo no fue tenido en cuenta entre los costos indirectos, ya que la tasa de retorno, que se aplica en la estimación del costo anual equivalente que remunera los activos, fue estimada considerando la composición típica deuda – capital de las empresas que ejecutan la actividad de distribución eléctrica y el costo de la deuda asociada.

Para la acumulación del costo se emplean las expresiones siguientes:

$$\text{Costo CIF} = \text{Costo FOB} + \text{Costo Transporte Internacional} + \text{Costo Seguro Internacional}$$

$$\text{Costo DDP} = \text{Costo CIF} + \text{Costo Arancel} + \text{Costo Transporte Nacional} + \text{Costo Seguro Nacional} + \text{IVA} + \text{Costo Bodegaje}$$

$$\text{Costo Directo} = \text{Costo DDP} + \text{Costo Montaje, Pruebas y Puesta en Marcha} + \text{Costo Obra Civil} + \text{Costo Repuestos} + \text{Costo Gestión Ambiental} + \text{Costo Servidumbres}$$

$$\text{Costo Indirecto} = \text{Costo Diseño} + \text{Costo Interventoría} + \text{Costo Administración}$$

El Factor de Instalación se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor de Instalación} = \text{Costo Directo} + \text{Costo Indirecto}$$

2.7.11 Consideraciones sobre el factor de Instalación

En los casos en que aplica (todos los costos de los elementos se basan en precios internacionales), el factor DDP es igual a 144.2%. En casos particulares, cuando los elementos que conforman la UC son de fabricación Nacional, el DDP se conforma tomando como valor FOB el costo del elemento puesto en fábrica al cual se le suma el IVA, el Seguro Terrestre y el Transporte terrestre. En otros casos en los cuales los costos de los elementos que conforman la UC tienen incluido el IVA, el factor DDP es 100%.

En el cuadro siguiente se compara la propuesta de Comité del CNO para el cálculo del factor DDP con el factor adoptado para el STN.

Cuadro No. 2.7-1
Cálculo del Factor DDP

	Propuesta del Comité del CNO	STN
Transporte Marítimo	4,00%	3,00%
Arancel	15.75%	15.50%
Seguro Marítimo	1,00%	0,50%
Seguro Terrestre	0,73%	0,70%
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	19,32%	19,04%
Costo DDP)	144,20%	142,17%

El cálculo del factor de instalación aplicable a cada UC fue determinado por el Comité del CNO promediando los valores reportados por los OR. Al examinar los valores reportados por cada OR, se observa, para ciertos rubros, que hay valores de algunos OR que distorsionan los promedios obtenidos.

La CREG tomó la información anterior y repitió el cálculo, pero eliminó los valores extremos (máximos y mínimos) que se alejaron 1.3 desviaciones estándar del promedio obtenido, para cada uno de los componentes del factor de instalación, de los costos directos e indirectos. La finalidad del ejercicio realizado por la CREG fue la de filtrar valores que sesgan los promedios. Los cálculos se encuentran en la hoja de cálculo en Excel denominada Análisis de Factores de Instalación, que hace parte del documento que contiene el análisis detallado.

Para el caso de las UC de líneas aéreas de los niveles de tensión 2 y 3, el Comité del CNO no presentó una propuesta, porque como se dijo antes, no hubo un acuerdo entre los OR que conformaron el grupo de trabajo respectivo. De la información entregada a la Comisión por parte del Comité del CNO, se obtuvo la siguiente información:

Gestión Ambiental: Todas las empresas lo calculan como el 3% de la suma de materiales y mano de obra, excepto Electrocosta que toma una cantidad fija por km.

Servidumbres: Para líneas urbanas las empresas asumen este valor igual a cero, excepto EPSA y CENS. Para líneas rurales, las empresas reportan cifras que están entre 1,5 y 10 millones de pesos por km.

Ingeniería básica y detalle. Las empresas lo reportan como un porcentaje de la suma de materiales y mano de obra. Los porcentajes utilizados son:

CODENSA	8.20%
EPSA	6.25%
EPPM	6.10%
EMCALI	6.50%
EEC, ESSA, EADE	7.74%
ELECTROCOSTA	9.00%

Sistema de Información Geográfico. Todas las empresas reportan un valor de 1,112,280 pesos por km. No hay claridad en relación con este costo. En la propuesta preparada por el Comité de Distribución del CNO, se dice que este es el costo relacionado con el sistema de información geográfico requerido durante la construcción del proyecto.

Gestión y Asesoría (Interventoría) Las empresas lo reportan como un porcentaje de la suma de materiales y mano de obra. Los porcentajes utilizados son:

CODENSA	6.10%
EPSA	3.50%
EPPM	9.20%
EMCALI	4.00%
ESSA, EADE	4.39%
COSTA	4.10%

Administración. Las empresas lo reportan como un porcentaje de la suma de materiales y mano de obra. Los porcentajes utilizados son:

CODENSA	4.43%
EPSA	3.75%
EPPM	5.90%
EMCALI	4.75%
ESSA, EADE	4.39%
COSTA	4.40%

Con base en la información anterior, la Comisión calculó los factores de instalación correspondientes para estas UC. Las memorias de cálculo se encuentran en la Hoja de Excel de Análisis de Factores de Instalación.

Es importante aclarar la posición de la Comisión en relación con la propuesta del Comité del CNO, sobre dos de los componentes del factor de instalación. El primero se refiere al componente "Repuestos" que hace parte del rubro Costos Directos y, el segundo, al componente "Costos Financieros" que se consideró como parte de los costos indirectos, en el caso del STN.

2.7.12 Porcentaje de repuestos reconocidos

El Comité propone que el costo a reconocer por concepto de repuestos en todas las UC sea un 8% del costo FOB. Es bueno recordar que en el caso del STN, en las UC de subestación, se reconoció un 3%, mientras que en las de líneas se reconoció un 5%. No hay estudios de los transmisores nacionales ni de los OR que permitan determinar cual deba ser el porcentaje adecuado para el caso de los equipos de subestación, y por esta razón la Comisión fijó este parámetro. En el caso de las líneas, el porcentaje se calculó con base en lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995.

Adoptar un porcentaje de manera general para todas las UC, no es un criterio adecuado, porque se terminan sobre remunerando los activos existentes. En el caso de líneas de transmisión del STN, el Código de Redes establece la necesidad de tener un determinado porcentaje de repuestos para los distintos elementos que conforman esta UC. Los requerimientos establecidos en el citado Código hacen que el porcentaje de repuestos represente, en promedio, un 5% del costo de los suministros. Estos repuestos permiten garantizar una disponibilidad satisfactoria de las líneas del STN, dado que son elementos que no son de fabricación estándar. En el caso de una falla, de no tenerse estos repuestos, el tiempo de reparación sería mucho mayor.

En el caso de líneas construidas con postes de concreto no se requiere un almacenamiento de repuestos elevado, primero, porque los elementos son de fabricación estándar (por ejemplo, basta tener una cantidad determinada de postes para varias líneas), y segundo, porque son elementos que tienen un gran mercado y se consiguen en forma inmediata, sí se requirieran más elementos para la reparación de una línea.

En general, para el caso de líneas aéreas de los niveles de tensión 2 y 3 todos los elementos que conforman estas Unidades Constructivas –postes, conductores, aisladores, herrajes-, se consiguen con facilidad en el mercado nacional y, por lo tanto, el porcentaje de repuestos a reconocer debe ser inferior al 5% reconocido para las líneas en el STN, pues no hay necesidad de contar con un gran stock de ellos. En las líneas subterráneas, los requerimientos de repuestos son inferiores al de las líneas aéreas, pues el elemento básico que conforma esta UC es el cable en sí.

Los porcentajes que se han propuesto para las UC de líneas son:

Líneas del Nivel de Tensión 4	5% (se asimilan a las del STN)
Líneas aéreas de los niveles de tensión 2 y 3	3%
Líneas subterráneas de los niveles de tensión 4, 3, y 2	1%

Para las subestaciones se propone el mismo valor adoptado en el STN, es decir el 3%, mientras no se tenga una mejor información.

2.7.13 Porcentaje de costos Financieros

El Comité del CNO calculó, para cada tipo de UC, unos costos financieros, tomando un costo del capital de 16% y unos periodos de construcción particulares para cada caso.

La Comisión consideró que dentro de la tasa de retorno que ha reconocido, está incluido el costo financiero de las deudas de los OR. Por tal motivo, el componente de costo financiero no se considera dentro del factor de instalación.

2.7.14 Obtención del Costo Unitario de cada UC, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente.

En el Anexo No.1 del documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” se presentan las tablas resumen con los costos unitarios adoptados para cada UC. Estas mismas tablas conforman el anexo No 3 de la Resolución de por la cual se aprueba la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de distribución.

2.7.14.1 Valoración de Activos No Eléctricos

Para el periodo 1998-2002, el cálculo de los cargos incluyó la valoración de los Activos No Eléctricos obtenido de la información que fue reportada por cada OR. Sin embargo, se estableció como regla general, que estos quedarían acotados al 8% del valor de los Activos Eléctricos. De la información recibida en esa época, solo una empresa reportó Activos No Eléctricos por un equivalente del 8% de los Activos Eléctricos. Cuando se expidió la Resolución CREG 051 de 1998, se tomó como criterio general, reconocer como Activo No Eléctrico el 5% del valor de los Activos Eléctricos.

Para el periodo 2003-2007, la Comisión optó por tomar un criterio general, similar al que se adoptó para el STN. Por esta razón, con base en la información reportada en el año 1997, la Comisión calculó cuál debía ser el porcentaje a reconocer, como se muestra en la tabla siguiente:

% ANUALIDAD ACTIVOS NO ELECTRICOS RESPECTO A ANUALIDAD ACTIVOS ELECTRICOS		
Empresa Que Enviaron Estudio	AN. ACTIVOS NO ELEC TOTAL / AN. ACTIVOS ELEC TOTAL	AN. ACTIVOS NO ELEC TOTAL / AN. ACTIVOS ELEC SIN NIVEL 1
EBSA	2.66%	4.31%
ESSA	2.92%	7.47%
CENS	3.78%	8.48%
EPSA	8.70%	12.09%
EMCALI	4.62%	8.11%
EPP	0.72%	2.08%
CEDELCA	1.91%	2.78%
CHEC	2.69%	3.94%
EEB	3.45%	6.25%
HUILA	2.19%	3.46%
EPM	7.29%	10.12%
CEDENAR	0.93%	1.59%
TULUA	4.73%	7.67%
EADE	1.28%	2.15%
BOLIVAR	5.43%	6.67%
ATLANTICO	1.47%	1.88%
CORDOBA	1.64%	2.02%
BAJO PUTUMAYO	4.27%	5.75%
PUTUMAYO	0.69%	1.10%
VALLE DEL SIBUNDOY	0.45%	1.04%
CESAR	1.81%	2.49%
SUCRE	0.00%	0.00%
GUAJIRA	1.93%	2.57%
MAGDALENA	1.34%	2.07%
MAGANGUE	0.00%	0.00%
COSTA	1.81%	2.19%
CARIBE	1.21%	1.57%
	2.59%	4.1%

El procedimiento seguido para calcular el citado factor fue el siguiente:

- Para cada Operador de Red se calculó la sumatoria en pesos de las Anualidades de los Activos Eléctricos considerados en el cálculo de los cargos vigentes de los niveles de tensión 2, 3 y 4.
- Se calculó para cada OR la relación entre las anualidades de los Activos No Eléctricos y las Anualidades de los Activos Eléctricos en cada nivel de tensión.
- Considerando que la nueva metodología propone dar un tratamiento especial para cada nivel de tensión, y para efecto de reconocer los costos asociados con Activos No Eléctricos, se recomienda tomar el promedio de los costos anuales de Activos No Eléctricos sobre el costo anual de Activos Eléctricos sin considerar el nivel de tensión, esto es 4,1%

Es importante notar, que en el periodo 1998-2002, la cota del 8% se refería a la totalidad de los Activos Eléctricos, mientras que el porcentaje actual del 4.1%, que será aplicado al periodo 2003-2007, se refiere al valor de las Anualidades de los niveles de tensión 2, 3 y 4, esto para mostrar que los porcentajes no tienen las mismas bases, y por lo tanto, no son comparables.

2.7.14.2 Valoración de Terrenos

La metodología adoptada por la Comisión reconoce los costos de reposición a nuevo de los activos involucrados en el negocio de la distribución. Los terrenos deben excluirse de este cálculo, porque son un bien que no se deprecia, y por lo tanto, hay que darles un tratamiento especial.

Para el periodo 1998-2002, la Comisión consideró que los terrenos se remunerarían como un arriendo anual correspondiente al 12% del valor comercial de estos. Posteriormente, con la expedición de la Resolución CREG 051 de 1998, relacionada con el STN, la Comisión modificó el criterio, y el porcentaje reconocido no se aplicó ya al valor comercial, sino al valor catastral, teniendo en cuenta que la remuneración debería hacerse sobre la misma base contable de las empresas. Igualmente, en la mencionada Resolución, el porcentaje anual que se reconoció sobre el avalúo catastral fue del 8.5%.

Para el periodo 2003-2007, la Comisión considera que el porcentaje a reconocer sobre el avalúo catastral debe ser el 7.6%. Este valor corresponde al costo implícito de la deuda en el costo de capital, que es el costo de oportunidad de la inversión que se mantiene en terrenos. La Resolución CREG 013 de 2002 tiene como supuesto de costo de deuda el valor mencionado.

2.8. OTRAS CONSIDERACIONES

2.8.1 Continuidad del suministro del servicio

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

En cumplimiento del citado artículo la metodología de remuneración de la actividad de distribución eléctrica no solo consideró la valoración de activos con reposición a nuevo sino que incluyó equipos de última tecnología, centros de control, registradores de fallas y software acorde con las mejores practicas internacionales.

Teniendo en cuenta que el problema principal detectado hasta ahora en la evaluación de los índices de calidad en relación con la continuidad del servicio corresponde a

deficiencias en la información reportada por las empresas, la Comisión decidió remunerar dentro de los activos, los activos y software necesarios para garantizar la solución de dichos problemas dentro de este período tarifario. La fijación de las nuevas metas de continuidad del servicio tendrá en cuenta estos aspectos así como el análisis histórico del comportamiento de los índices actualmente diseñados.

2.8.2 Calidad de la Potencia

En desarrollo de los principios arriba mencionados sobre la calidad, se expedirá una regulación sobre la calidad de la potencia eléctrica, la cual estará inicialmente basada en la calidad de la forma de onda de la tensión.

Para este objeto, la metodología de la resolución CREG 082 de 2002 previó la instalación de equipos de registro de eventos que permitan caracterizar y medir el impacto de dicha calidad de la potencia sobre el usuario final. Corresponde a la Comisión el diseño de los incentivos o compensaciones que garanticen el cumplimiento de los índices que para efecto de medir dicha calidad se diseñen.

2.8.3 Energía reactiva

La Comisión en desarrollo de los análisis que está llevando a cabo sobre el marco general del control de reactivos y de voltajes en el sistema, ha considerado que dicho control debe hacerse con resolución horaria debido a que las condiciones operativas del sistema deben controlarse en tiempo real y que la desagregación de medidas establecida en Colombia es de 1 hora, para tal efecto la resolución CREG 082 de 2002, en relación con el factor de potencia determina que su control debe hacerse por horas a diferencia de lo contenido en la resolución CREG 099 de 1997 que observaba el flujo de reactivos acumulado en el período de facturación.

De otro lado la resolución CREG 082 de 2002 establece la obligación del pago por el servicio de transporte de dicha energía reactiva inductiva por el sistema de distribución en condiciones similares a las de pago de energía activa.

2.8.4 Remuneración del Respaldo aplicable a los Autoprodutores

En vista de que la capacidad de respaldo que brindan las redes de transporte de los SDL y STR a los autogeneradores puede implicar, en el peor de los casos, que los OR deban sobredimensionar sus redes, y en el mejor de los casos que los equipos de los OR puedan sobrecargarse para atender esta demanda adicional y transitoria, la Comisión decidió establecer un cargo de respaldo para este tipo de usuarios basado en la reducción de vida útil asociada con la capacidad de transformación adicional requerida para atenderlos. El racionamiento con el que se determinó dicho cargo es que en el peor de los casos la decisión racional de un OR para atender dicha demanda adicional se basaría en los costos de instalar nueva transformación como una medida conservativa del costo de la reducción de vida útil de sus transformadores si optase por no hacerla.

Con este propósito se consideraron los siguientes parámetros:

Costo de kVA de transformación:	US\$ 8
Factor de instalación:	2
TRM a diciembre de 2001	2,291.18 \$col/US\$
Tasa de retorno:	16.06%

Con base en estos datos anualizados el valor resultante es de \$6,000/ MVA/año

2.8.5 Fronteras Embebidas en Activos de Conexión

El proyecto de resolución pretende resolver además un problema que se había presentado con cierta frecuencia en el sistema , en el sentido de que la regulación anterior no previa que una activo de conexión pudiese ser utilizado por más de un usuario. Esta nueva resolución establece las condiciones para que un activo de conexión pueda trasladarse a uso o viceversa y establece la posibilidad de que un activo de conexión sea utilizado por varios usuarios.

2.8.6 Propiedad de Activos de Nivel de Tensión 1

El proyecto de resolución anexa establece que cuando un usuario o grupo de usuarios de Nivel de Tensión 1 sea propietario de los activos con los cuales se conecta a la red del OR, este deberá cobrarle cargos de distribución a partir del Nivel de Tensión donde se conecte. Esta decisión permite corregir un problema que consistía en que algunos OR obligaban a los usuarios a suministrar y construir los activos de conexión como transformadores y redes secundarias, pero les facturaban cargos de transporte de Nivel de Tensión 1, con lo cual en la practica le cobraban cargos por uso, que remuneran inversión, de sus propios activos. Se reconoce que el OR es quien se encarga de la operación y mantenimiento de todos los activos de Nivel de Tensión 1, incluyendo los que son propiedad de terceros, y en ese sentido los cargos de distribución siempre tendrán en cuenta la remuneración de esta actividad en el Nivel de Tensión 1.

El reconocimiento de la propiedad se hará de acuerdo con las condiciones establecidas en la Ley.

2.9. BIBLIOGRAFÍA

Este documento ha resumido los análisis de la Comisión sobre temas particulares del proyecto resolución que contiene los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Otros documentos que contienen los estudios de los consultores,

que apoyaron los desarrollos conceptuales de esta metodología, se presentan a continuación:

- Clasificación de los activos eléctricos, que conforman los STR y SDL en los niveles de tensión 2, 3 y 4, en unidades constructivas e identificación de los costos de reposición a nuevo de mercado. Este estudio fue adelantado internamente por la CREG.
- Revisión de la metodología a utilizar para el reconocimiento de los costos de inversión, la cual, corresponde al alcance del estudio *“Asesoría en el proceso de revisión de la metodología para valoración de activos utilizada en la estructura tarifaria para la industria de energía eléctrica en Colombia”*, adelantado para la CREG por la firma ADVANCE CONSULTORES.
- Identificación de los niveles de pérdidas eficientes a reconocer en la remuneración de los STR y SDL, para lo cual se adelantó el estudio titulado *“Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano”*, el cual se desarrolló con cooperación del CERI.
- Verificación de los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de los STR y SDL, cuya identificación hizo parte del alcance del estudio titulado *“Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1”*, que se adelantó a través de la firma Consultoría Colombiana.
- Caracterización de las redes de distribución secundaria (activos de uso general del nivel de tensión 1) y determinación de los costos de reposición, pérdidas y gastos de operación y mantenimiento eficientes, que, conjuntamente con el punto anterior, correspondió a los objetivos del *“Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1”*, que se adelantó a través de la firma Consultoría Colombiana.
- Revisión del porcentaje anual de ajuste de los cargos por efecto de los crecimientos esperados en productividad, para lo cual se contrató a la Universidad EAFIT – CIDE, con el objeto de adelantar el estudio *“Asesoría para la estimación del factor de productividad (X) de las actividades de distribución y comercialización a usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red”*.
- Análisis a los Comentarios de la Resolución 073 de 2003 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

2.10 ANEXOS

ANEXO N. 1
EVOLUCIÓN ÍNDICE DE PÉRDIDAS

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Caquetá	20.9%	21.2%	26.4%	30.8%	32.7%	31.3%
Cedelca	27.9%	29.3%	31.0%	27.1%	24.8%	28.6%
Cedenar	33.1%	34.6%	36.3%	32.2%	35.5%	38.0%
Cens	21.9%	27.9%	29.8%	33.5%	31.8%	33.7%
Chec	21.8%	21.3%	21.7%	22.2%	24.0%	23.9%
Chocó	38.4%	42.3%	45.0%	47.6%	50.4%	50.1%
Córdoba	36.4%	37.3%	36.6%	26.9%	32.7%	30.3%
Cundinamarca	17.0%	21.3%	24.2%	19.5%	26.4%	28.2%
Eade	23.7%	24.6%	26.2%	18.2%	18.9%	19.7%
Ebsa	13.5%	17.9%	16.4%	19.4%	20.3%	17.5%
Edeq	18.0%	20.8%	18.1%	21.2%	19.1%	15.4%
Pereira	22.9%	20.1%	18.1%	19.4%	22.3%	21.9%
Codensa	22.6%	17.7%	17.8%	11.3%	10.5%	10.4%
Electranta	25.6%	24.7%	28.0%	31.2%	34.4%	33.8%
Electribol	21.2%	24.2%	25.6%	26.9%	32.7%	30.3%
Electrocesar	30.0%	34.6%	29.8%	31.2%	34.4%	33.8%
Electrolima	21.0%	29.9%	18.5%	25.5%	21.2%	25.1%
Magdalena	33.2%	29.0%	30.1%	31.2%	34.4%	33.8%
Emcali	15.5%	15.5%	16.1%	15.7%	17.9%	18.2%
Meta	20.2%	22.7%	21.1%	24.1%	31.4%	35.8%
Enelar	22.6%	29.1%	22.0%	26.0%	20.6%	27.7%
EPM	15.1%	15.3%	12.7%	13.8%	12.4%	11.2%
EPSA	21.0%	19.7%	17.8%	14.6%	12.8%	12.7%
Santander	14.5%	16.5%	19.6%	22.4%	23.2%	25.3%
Guajira	22.9%	29.6%	30.4%	31.2%	34.4%	33.8%
Huila	22.5%	27.2%	20.3%	27.7%	27.0%	33.8%
Magangue	33.2%	28.4%	27.7%	26.9%	32.7%	30.3%
Popayán	14.0%	7.8%	14.0%	13.2%	14.5%	12.3%
Sucre	26.8%	31.5%	30.8%	26.9%	32.7%	30.3%
Tulúa	12.8%	12.8%	12.4%	10.9%	11.0%	8.4%
NACIONAL	21.1%	21.0%	20.6%	19.5%	20.2%	20.1%
RECONOCIDO			11.7%	11.1%	10.0%	8.8%

ANEXO N. 2
ÍNDICE DE PÉRDIDAS
2001

	A	B	
	Real	Reconocido	A-B
Caquetá	31.3%	14.8%	16.6%
Cedelca	28.6%	12.9%	15.7%
Cedenar	38.0%	14.4%	23.5%
Cens	33.7%	12.2%	21.5%
Chec	23.9%	8.9%	15.0%
Chocó	50.1%	14.7%	35.5%
Electrocosta	30.3%	8.9%	21.4%
Cundinamarca	28.2%	11.7%	16.5%
Eade	19.7%	13.2%	6.6%
Ebsa	17.5%	13.0%	4.5%
Edeq	15.4%	13.6%	1.8%
Pereira	21.9%	9.0%	12.8%
Codensa	10.4%	13.3%	-4.0%
Electricaribe	33.8%	11.5%	22.3%
Electrolima	25.1%	9.6%	15.5%
Emcali	18.2%	10.2%	8.0%
Meta	35.8%	12.6%	23.2%
Enelar	27.7%	14.2%	13.5%
EPM	11.2%	7.9%	3.3%
EPSA	12.7%	7.7%	5.0%
Santander	25.3%	10.2%	15.2%
Huila	33.8%	13.4%	20.4%
Popayán	12.3%	14.8%	-2.5%
Tulúa	8.4%	10.8%	-2.5%

ANEXO N. 3
PROPORCIÓN ENTRE LA CAPACIDAD URBANA Y RURAL

OPERADOR DE RED	% Capacidad de transformación URBANA	% Capacidad de transformación RURAL
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P	59%	41%
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	77%	23%
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P	49%	51%
Centrales Eléctricas del Norte De Santander S.A. E.S.P.	74%	26%
Codensa S.A. E.S.P.	87%	13%
Compañía de Electricidad De Tulúa S.A. E.S.P.	73%	27%
Electrificadora de La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	71%	29%
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	71%	29%
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	61%	39%
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	90%	10%
Dispac S.A. E.S.P.	84%	16%
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	67%	33%
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	86%	14%
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P.	86%	14%
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	15%	85%
Empresa de Energía de Arauca E.S.P	61%	39%
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	65%	35%
Empresa de Energía de Cali S.A. E.S.P	95%	5%
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P	57%	43%
Empresas Publicas de Pereira S.A. E.S.P.	76%	24%
Empresa de Energía del Pacifico S.A. E.S.P	45%	55%
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	58%	42%
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	81%	19%
Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	57%	43%
Empresas Publicas de Medellín E.S.P.	89%	11%
Ruitoque E.S.P.		100%
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	84%	16%
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	70%	30%
Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.	52%	48%

ANEXO N. 4
COMENTARIOS A LOS DOCUMENTOS: i) PROPUESTA CERI DE METODOLOGÍA DE PÉRDIDAS; Y ii) PROPUESTA RESOLUCIÓN CREG 073/2002

i) Comentarios Propuesta CERI

COMENTARIO	EMPRESA	CREG
Falta de Información de base. Se señala un nivel actual de pérdidas (17,5%) muy por debajo de los valores reales de las empresas. (> 20%).	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM Electricaribe – Electrocosta EMCALI CODENSA ANDESCO	El consultor en su análisis utiliza como pérdidas del 2001 un valor de 17.49% ¹ , valor obtenido a partir de una muestra parcial de empresas. Considerando esta situación la Comisión replicó el cálculo, incluyendo todas las empresas distribuidoras y comercializadoras ² , encontrando que el promedio ponderado del valor de pérdidas es 20.1%. En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución, se encuentra el cálculo por empresa.
No existe un apartado de análisis de aspectos tales como la diferencia entre empresas, relación entre las pérdidas y el tipo de mercado suministrado, evolución de las distintas empresas. Estos factores varían de acuerdo a la zona en la que opere la distribuidora.	Electricaribe – Electrocosta	De acuerdo con los análisis realizados no existe correlación entre el nivel de pérdidas y otros aspectos diferentes de los técnicos, por tanto el objetivo de reflejar las características de las redes de cada operador, así como la composición de la demanda entre áreas urbanas y rurales, se propone diferenciar las pérdidas Técnicas entre urbanas y rurales.
El consultor parte de un modelo hipotético del sistema de distribución que no se sabe si representa la topología real del sistema eléctrico, por lo que sus recomendaciones en este aspecto son cuestionables.	ANDESCO	El consultor para calcular las pérdidas Técnicas eficientes corrió un modelo a partir de valores optimizados de conductores, transformadores, circuitos secundarios, voltaje primario; técnicamente aceptados y calculó los costos de distribución del sistema de voltaje 13,8 kV

¹ Este promedio es el resultado derivado de los datos de pérdidas de energía reportados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos (SIVICO), así como de los registros de demanda comercial provistos por el ASIC. Es importante mencionar que cuando se hizo la simulación no se poseían los datos para todas las empresas y de allí el valor de 17,49%.

² Información del Sívico y reportada por las empresas a la CREG.

		separando las zonas urbanas y rurales de acuerdo con la información suministrada por las mismas empresas.
No se precisa si los valores actuales de pérdidas son comparables con los índices de reconocimiento de pérdidas de las resoluciones 031 y 099/97. Carece de un análisis riguroso de la regulación actual de pérdidas.	Empresas Públicas de Medellín – EPPM Electricaribe – Electrocosta	El objetivo del estudio esta dirigido a determinar las pérdidas de eficiencia. No obstante, en el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución, se hace un análisis de la situación del nivel de pérdidas actual, como de la regulación vigente.
El consultor reconoce importantes diferencias de niveles de pérdidas entre las zonas rural y urbana, aspecto que en varias ocasiones ha propuesto la industria para el tratamiento diferencial de las pérdidas en ese sentido, que involucre además las diferentes topologías de la red en Colombia	ANDESCO	En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se propone la separación del nivel de pérdidas en los sectores urbano y rural para los Niveles de Tensión 1 y 2.
Falta diferenciación conceptual y por tanto en los valores presentados, entre los índices de pérdidas para el comercializador y el distribuidor. Así como la determinación de los niveles de pérdidas por nivel de tensión y discriminado técnica y no técnica.	Empresas Públicas de Medellín - EPPM Electricaribe – Electrocosta CODENSA Electrohulla	En la primera fase del estudio se encuentra detallado la diferenciación conceptual y reconocimiento de pérdidas entre el Comercializador y el Distribuidor. Así mismo, en el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se precisa las responsabilidades del Distribuidor y Comercializador, así como la diferenciación entre pérdidas reconocidas técnicas y no técnicas.
El estudio presenta índices de pérdidas de comercializador y distribuidor, como si tuvieran la misma base.	Empresas Públicas de Medellín - EPPM	En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se diferencian claramente los criterios y las bases para la separación de pérdidas entre el Comercializador y Distribuidor.
No existe en el estudio un análisis que refleje las transacciones entre comercializadores y distribuidores para asignar los recursos de las pérdidas: relaciones entre comercializadores puros, incumbentes, fronteras comerciales. La asimetría entre los niveles de pérdidas reconocidos a los comerciales entrantes y establecidos, premia a los entrantes con una prima de 4.6% del costo generación y transmisión.	Empresas Públicas de Medellín – EPPM Electricaribe – Electrocosta EMCALI CODENSA Electrohulla CAC ASOCODIS-ANDESCO	Consideramos que es importante en este tema aclarar lo siguiente: 1. Cuando un distribuidor-comercializador tiene un usuario, las pérdidas reconocidas corresponden a las de la Resolución CREG-031 de 1997, en razón a que esta desempeñando la función de comercialización. 2. Cuando el distribuidor-comercializador pierde al usuario, sólo se reconocen la

		<p>pérdidas de la Resolución CREG-099 de 1997, ya que cesó su función de comercializador y es el nuevo comercializador el que tiene derecho a las pérdidas definidas en la Resolución CREG-031 de 1997.</p> <p>Por otro lado, como se podrá observar en la Resolución CREG-073 de 2002, la asignación de pérdidas es similar a la definida en la Resolución CREG-047 de 2002, lo que permite tener igual tratamiento entre el Comercializador y Distribuidor.</p>
<p>Los objetivos de reducción de pérdidas a nivel nacional deben centrarse en las pérdidas no técnicas, dado el alto nivel de pérdidas (>20%) y antes de incurrir en cuantiosas inversiones para reducir las pérdidas técnicas. La inversión en recuperación de pérdidas técnicas, debe compararse con la relación beneficio-costos que se obtendría al orientar los esfuerzos en la reducción de las pérdidas no técnicas.</p>	<p>CODENSA ANDESCO</p>	<p>En primera instancia, se considera que la evaluación del beneficio-costos de reducir el nivel de pérdidas es responsabilidad de cada empresa. La función dada por Ley al Regulador, es permitir parámetros eficientes, que en el caso de las pérdidas corresponde tanto a lo técnico como no técnico.</p>
<p>Para los sistemas de 13,8 y 25 kV al parecer se cargan las pérdidas del STN y las negras únicamente en el nivel de tensión 1, lo que implica que los clientes conectados en niveles superiores no pagan estas pérdidas.</p>	<p>Empresas Públicas de Medellín - EEPPM</p>	<p>La literatura sobre pérdidas plantea que solo deben reconocerse pérdidas Técnicas. Para el caso colombiano es necesario observar que aspectos tales como las condiciones socioculturales y económicas del país, hacen compleja la reducción inmediata del total de las pérdidas No Técnicas.</p> <p>Para el reconocimiento de pérdidas No Técnicas, solo se tendrá en cuenta el Nivel de Tensión 1, en razón a que en los otros niveles, las empresas tienen mayor posibilidad de gestión, por cuanto el número de usuarios es menor y las posibilidades de fraude se reducen, como se puede observar en el Cuadro 5.9-1 del documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución.</p>
<p>En la tabla 14, al parecer erróneamente, no se incluyeron las pérdidas del STN desde el 2003 en adelante con lo cual las pérdidas en los N 2 y 3 son iguales para los comercializadores y distribuidores.</p>	<p>Empresas Públicas de Medellín - EEPPM</p>	<p>Se incluyen las pérdidas del STN en el nivel IV, no obstante estas se promediaron con el nivel III. Las pérdidas en el STN no deberían contemplarse dentro del promedio. La filosofía</p>

		del consultor para un sistema de 25 kV se basa en el reconocimiento de pérdidas técnicas para los niveles superiores de tensión (3 y 2). Por lo tanto es de esperar que tanto comercializadores como distribuidores tengan el mismo nivel de pérdidas.
Los métodos 1 y 3 para estimar las pérdidas se basan en información parcial (36% del mercado). No reflejando la realidad del sistema eléctrico colombiano.	Electricaribe – Electrocosta	El ejercicio del consultor es una simulación para ver el estado de las pérdidas con la información disponible.
La meta de pérdidas No Técnicas no está definida con un soporte analítico ni documental. No se analizó el efecto de factores culturales o socioeconómicos.	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta	En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se hace un análisis de las pérdidas No-Técnicas donde se analizan los diferentes factores que inciden en las mismas.
El informe deja la sensación de que en el país, es mayor el problema de las pérdidas técnicas que de las no técnicas, ya que se asume el mismo valor de pérdidas no técnicas de Canadá.	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta CODENSA	Aunque las pérdidas no técnicas son de gran magnitud, estas se derivan de la mala gestión de las empresas. La señal regulatoria en todos los casos es de eficiencia.
Sobre el 1% para pérdidas no técnicas reconocido pregunta: - Es el nivel óptimo en 25 años sobre los componentes de fraude y conexiones ilegales y zonas rojas? - Incluye las zonas urbanas de difícil acceso para las tareas de desconexión y corte de servicio?	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta	1. De acuerdo a lo analizado por el consultor, los cambios culturales en el caso colombiano tomarían este tiempo si la gestión de la empresa no es rigurosa. 2 El consultor incluye en su cálculo las zonas urbanas de difícil acceso en lo que considera como zonas rojas.
Cuál fue el procedimiento empleado por los consultores para determinar las zonas rojas en Colombia?	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	El consultor tomó como referencia el dato suministrado por EPSA, quien identificó la incidencia de variables como las zonas rojas sobre en las pérdidas no técnicas. El resto de empresas no suministraron información.
El estudio supone que todas las fuentes de pérdidas no técnicas son susceptibles de reducir en el corto plazo, lo cual no es aceptable.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	No es cierto, el consultor señala 25 años como período de reducción de pérdidas no técnicas.
El estudio no analiza ni estima los costos por control y mantenimiento de pérdidas, ni se hacen recomendaciones específicas sobre como remunerarlos.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	El estudio no busca este objetivo.
No está sustentado, la estimación de los porcentajes de participación de cada uno de los factores sobre las pérdidas no técnicas.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	Se tomaron los datos provistos por EPSA, única empresa que suministro información al respecto.
Remunerar las pérdidas con base en una red de 25 kV es inapropiado ya que:	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	El Consultor propone fijar el nivel de pérdidas óptimo con el cambio de voltaje del Nivel de

<ul style="list-style-type: none"> - No existe posibilidad práctica en el país para este cambio, el distribuidor no podría recuperar la inversión. - Implica remunerar la red con un mayor valor al actual, lo que llevaría a aumentos en los cargos por uso. - La inversión en este sistema no sería más efectiva, si la reducción de pérdidas se orienta a un mecanismo de incentivos a las empresas? - Obligaría a los clientes conectados en MT (aquellos que han realizado inversiones para estar allí) a reinvertir en esta nueva infraestructura. 	<p>Electricaribe – Electrocosta EMCALI CODENSA Electrohuila</p>	<p>Tensión 2 a 25 kV, ya que se obtienen menores costos de AOM, así como niveles de pérdidas inferiores, lo que le conduce a recomendar una conversión del actual sistema de distribución. No obstante lo anterior, de acuerdo con el estudio, la conversión duraría aproximadamente 20 años y sería necesario realizar una inversión importante, cuyos resultados podrían ser favorables en el futuro, siempre y cuando la relación beneficio-costado sea positiva. El consultor presenta un cálculo de la relación beneficio-costado que sustenta su propuesta, pero dichos cálculos son muy sensibles a variables como el costo de reposición de los activos a reemplazar y a las vidas útiles. Con este grado de incertidumbre no se considera conveniente adoptar esta recomendación. Sin embargo, la Comisión podrá continuar analizando esta alternativa.</p>
<p>No se estima conveniente manejar en un nivel de tensión los correspondientes a los niveles 3 y 4.</p>	<p>Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta EMCALI Electrohuila ISAGEN ANDI</p>	<p>Los análisis de la Comisión permiten concluir que el impacto es significativo al unificar el nivel de pérdidas reconocido para los Niveles de Tensión 3 y 4. Para los usuarios conectados en Nivel de Tensión 4, una decisión en este sentido, tendría un efecto importante en la factura. Actualmente, las demandas conectadas al Nivel de Tensión 4, se refieren al STN utilizando un factor de pérdidas 1,5%. Con la unificación, el factor para referir dichas demandas pasaría a ser 3.09%, es decir se duplicaría el factor de referencia. Adicionalmente se podría incrementar la conexión directa, de los usuarios actualmente conectados en el Nivel de Tensión 4, al STN. Esto podría generar señales de una sobreinversión e ineficiencia económica.</p>
<p>EL estudio no presenta un análisis acerca del nivel óptimo de pérdidas en Colombia, de tal manera que las inversiones que los agentes realicen puedan ser recuperadas.</p>	<p>Empresas Públicas de Medellín - EEPPM</p>	<p>El nivel óptimo está basado en un modelo de red “típica” ideal. No obstante, las empresas deben analizar el beneficio-costado a partir de las señales de eficiencia dadas por el regulador.</p>
<p>Los análisis expuestos en el documento son genéricos, en</p>	<p>Electricaribe - Electrocosta</p>	<p>El consultor reconoce situaciones colombianas</p>

<p>muchos casos de escasa rigurosidad y sobretodo evidencian un alto desconocimiento de la realidad colombiana</p>		<p>en el documento. Desde el punto de vista técnico, no se especifica cuales son los elementos genéricos que el consultor utiliza quitándole rigurosidad al análisis.</p>
<p>No hubo un análisis de viabilidad financiera de las empresas frente a los valores finales de pérdidas a reconocer. Las tarifas se determinan con base en el valor de las redes y de las pérdidas.</p>	<p>Electricaribe – Electrocosta ISAGEN</p>	<p>Este es un ejercicio que no corresponde a los objetivos del estudio. No obstante, el Regulador debe incluir pérdidas de eficiencia en la tarifa, que de acuerdo con los criterios definidos en el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, deben permitir que las empresas tengan suficiencia financiera.</p>
<p>Los comentarios realizados por las empresas eléctricas y otros organismos no fueron tenidos en cuenta</p>	<p>Electricaribe – Electrocosta</p>	<p>El consultor, desde su punto de vista técnico, tiene independencia para considerar los comentarios de las empresas de acuerdo con su propio criterio.</p>
<p>Utilizar la información proveniente de la muestra de Codensa, EPSA, EPM no es representativo de todo el país, ya que poseen mercados con estructuras más favorables, los estratos con bajos consumos y baja capacidad de pago no constituyen la mayor parte del mismo.</p>	<p>Electricaribe – Electrocosta Electrohuila</p>	<p>Solo las empresas mencionadas enviaron información, el restante no atendió la solicitud.</p>
<p>La recomendación de la empresa frente al tratamiento de pérdidas técnicas es definir las con base en la metodología ADT que zonifica el territorio con mayor precisión que solo la diferenciación urbano-rural. Los niveles de pérdidas deben reconocerse a cada empresa en función de su mercado.</p>	<p>Electricaribe – Electrocosta Electrohuila</p>	<p>En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se propone la separación del nivel de pérdidas en los sectores urbano y rural para los Niveles de Tensión 1 y 2.</p>
<p>Debería existir coherencia entre los ingresos reconocidos por VNR de la red existente y los valores de pérdidas reconocidos. Es decir se debe reconocer el nivel real de pérdidas técnicas.</p>	<p>Electricaribe – Electrocosta</p>	<p>En primera instancia, se recuerda que el Regulador aprueba señales de pérdidas eficiencia y cuando éste regulador propone una senda, reconoce que existen posibilidades de inversión y gestión distintas.</p>
<p>La incidencia de factores como la falta de simultaneidad en la demanda de BT, los desequilibrios en las redes (no siempre las corrientes están balanceadas), puesta a tierra de las instalaciones que presentan resistencias a veces elevadas, recalentamiento y envejecimiento de los conductores, circulación de las corrientes armónicas, pérdidas no modelizables en los Transf. MT/BT y existencia de puntos calientes en las redes es aproximadamente 1 – 1,5% de la energía total que circula.</p>	<p>Electricaribe – Electrocosta</p>	<p>El consultor tuvo en cuenta todos los parámetros técnicos asociados con el cálculos de las pérdidas.</p>
<p>La división de responsabilidades entre el OR y el</p>	<p>Electricaribe – Electrocosta</p>	<p>En el documento Metodología para Definir el</p>

comercializador sobre el sistema de medición puede actuar de forma asimétrica contra el OR en especial la asignación de pérdidas por fraude ya que facilita esta acción.		Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se propone una asignación de responsabilidades entre Comercializador y Distribuidor, de conformidad con las funciones inherentes a cada uno.
Modificar la actitud de los pobladores como estrategia para disminuir las pérdidas no técnicas, requiere de un horizonte de 25 años para lo cual el regulador debe considerar este aspecto en las pérdidas reconocidas al comercializador; que el gobierno apoye mediante una estrategia educativa para tal fin.	Electricaribe – Electrocosta	Este aspecto es considerado para el reconocimiento de pérdidas, para lo cual se establecerá una senda y no un punto de partida igual al actual como se muestra en el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución.
El documento presenta como una solución para disminuir las pérdidas no técnicas, la inclusión de los clientes nuevos, pero de acuerdo con la resolución CREG-120-01, sobre predios subnormales, las empresas en conjunto con los municipios, deberán normalizar dichos circuitos y en muchos casos no se cuentan con los recursos para tal normalización	EMCALI	En los convenios se deben definir quienes cubren los costos de normalización de los predios subnormales.
Verificar las facultades que la ley le otorga a la CREG en materia de información, solicitar a todas y cada una de las empresas un reporte de sus pérdidas de energía.	CODENSA	Esta información se solicitó por parte de la CREG y SIVICO es la herramienta utilizada como soporte de información de pérdidas.
Mediante metodologías similares a las planteadas por el consultor en el estudio, determinar los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas en cada uno de los sistemas de distribución existentes en el país	CODENSA	La propuesta integral de pérdidas del documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución da como resultado un nivel de pérdidas por Sistema de Distribución.
Determinar los niveles económicos a los que se pueden llevar las pérdidas técnicas y no técnicas en Colombia, teniendo en cuenta la realidad económica y social del país.	CODENSA	Cada empresa debe analizar el beneficio-costos de reducción de pérdidas.
Establecer una senda de pérdidas realista que considere las posibilidades de inversión y gestión de las empresas en el corto y mediano plazo y que permita: - obtener primas de eficiencia a aquellas empresas que realicen una gestión exitosa en esta materia. - asignar equilibradamente las responsabilidades entre los agentes del mercado.	CODENSA ANDESCO	El hecho que las empresas tengan niveles de pérdidas inferiores a las reconocidas, le permiten a la compañía mayores ingresos asimilables a un prima de éxito por esta situación.
Dentro de las pérdidas técnicas no se considera las causadas por la vegetación que en el sector rural son muy altas	Electrohuila	En el cálculo del Consultor, las pérdidas técnicas en el sector rural son mayores que en el sector urbano que obedece a las particularidades de la topología de la red.

La recomendación de separar áreas rurales de urbanas, podría dar lugar a artificios comerciales para bajar el nivel de atención en áreas industriales rurales.	ISAGEN	Creemos que en este punto, la SSPD debe estar alerta a que dicha situación no se presente.
La estrategia de incrementar los niveles de tensión a los valores máximos permisibles exige control operativo estricto y seguimiento con instrumentación y protecciones adecuadas, de lo que adolece la mayoría de las electrificadoras.	ISAGEN	Los argumentos corresponden a los mismos del cambio de nivel.
Sería recomendable que la CREG exigiera a las electrificadoras que los dineros recaudados por exceso de potencia reactiva se destinaran a inversiones para mitigar los bajos factores de potencia.	ISAGEN	La Comisión no tiene competencia para establecer lo solicitado, esto corresponde a la gestión de la empresa.
Se sugiere que cada uno de los agentes presente un plan de acción particular, comprometiéndose con unos niveles de pérdidas que involucren medidas de eficiencia con el fin de llegar a la meta establecida.	ISAGEN	Ya está incluido dentro de los planes de gestión.

ii) Comentarios Propuesta documento de Pérdidas - Resolución 073/2002

COMENTARIO	EMPRESA	CREG
Como lo manifestamos en el Foro del pasado viernes, el porcentaje de pérdidas reconocido en la resolución 073-2002 no es consistente con lo reconocido en la resolución 099-1997 y por su puesto con la senda de pérdidas reconocidas en el cargo por uso.	EEPPM y EADE	Es importante aclarar si bien estas dos resoluciones buscan costos eficientes para alcanzar dicho objetivo las metodologías de referencia son diferentes. En la Resolución 99/97 se utiliza la energía disponible para referir al STN, mientras en la Resolución 073/2002 se utiliza la energía de entrada al nivel. Esta última es consistente con un sistema como el colombiano donde en algunos casos la transformación no es secuencial o en escala. Esto no significa inconsistencia regulatoria sino una revisión metodológica en aras de responder a la realidad de los sistemas.
Se desconoce como el consultor canadiense determinó los niveles de pérdidas que se reflejan en su informe. No resultan consistentes con la metodología que la CREG utiliza para determinar los activos. El informe de Consultoría Colombiana realiza con detalle el cálculo de pérdidas. La CREG debería recalcular los porcentajes de pérdidas	Mercados Energéticos	Los cálculos de pérdidas realizados por Consultoría Colombiana en primera instancia no son utilizados para calcular los cargos en razón a que estos son de carácter indicativo y no tenían como fin el cálculo de un índice de eficiencia, como si se establece en el estudio elaborado por el CERI.

eficientes reconocidos en el nivel de tensión 1, de acuerdo con lo calculado con Consultoría Colombiana.		
Se deben diferenciar las pérdidas no técnicas por empresa.	Mercados Energéticos	Dado que las empresas no enviaron información oportunamente para su cálculo. Se tomó la decisión de utilizar los datos suministrados por algunas de ellas.
Se deben dar señales claras en la responsabilidad de las pérdidas entre el comercializador y el distribuidor.	Mercados Energéticos	Es importante señalar que en este documento no se ha desarrollado la responsabilidad del comercializador frente a la gestión de las pérdidas los cuales se presentarán próximamente y se tendrán en cuentas estos comentarios.